



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

***ANÁLISE DE DESEMPENHO FRENTE A IMPULSOS
ATMOSFÉRICOS INDUZIDOS EM CIRCUITOS DE MÉDIA TENSÃO***

PEDRO HENRIQUE MENDONÇA DOS SANTOS

Dissertação submetida ao Programa de pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: **Prof. Manuel Luis. B. Martinez, Dr.**

Itajubá, Março de 2007

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Joana e Oscar, ao meu irmão João Ricardo, e a toda família Mendonça.

Aos amigos do Laboratório de Alta Tensão, Credson, Cícero, João, Duarte, Fernando, Sergio, Marcos, Renata, Ricardo, Renan.

Aos irmãos Bruno, Daniel Bastos, Daniel Carlesimo, Danilo, Fabiano Amaral, Fabiano Paes, Fernão, Humberto, Luiz, Murilo, Paulo Henrique, Paulo Vitor, Renato, Wander, Denis, Fernando, Giscard, Gustavo, Hélio, Rodrigo, Takao, Tiago.

*Por todo tempo e dedicação, paciência e crença...
...muito obrigado professor Manuel Luis Barreira Martinez.*

RESUMO

A coordenação de isolamentos nas redes de média tensão tem sido objeto de um grande número de estudos nos últimos anos. Recentemente, os processos de regulamentação dos mercados de energia elétrica associados aos custos devido às penalizações, por não cumprimento das metas de continuidade, bem como às intervenções nas redes têm sido um grande incentivo para estudos de reavaliação dos procedimentos de aplicação de pára-raios aos sistemas de média tensão. Dentro deste contexto, este trabalho aborda o desenvolvimento e aplicação de um método de análise e melhoria do desempenho de linhas de distribuição aéreas frente a descargas atmosféricas induzidas. Os procedimentos desenvolvidos foram aplicados a 19 circuitos de distribuição da AES ELETROPAULO.

Com o objetivo de rever métodos de coordenação de isolamento frente a impulsos atmosféricos, principalmente no que diz respeito aos surtos induzidos é abordado, de forma concisa, o Estado da Arte, em termos de: proteção contra surtos de circuitos de corrente alternada em média tensão, a tecnologia dos pára-raios aplicados a estes sistemas, com ênfase na determinação das principais características e diferenças operativas, bem como as principais regras utilizadas na aplicação de pára-raios.

Os principais passos para o desenvolvimento da rotina de cálculo das sobretensões induzidas, *Programa LIOV-EFEI*, são discutidos e apresentados. Uma metodologia para a adaptação da geometria complexa das redes de distribuição, para um sistema mais adequado para a aplicação do *Programa LIOV-EFEI* é desenvolvida, proposta e aplicada. Estudos contemplando o desdobramento do problema “*Cálculo das Sobretensões Induzidas – Coordenação de Isolamento*” são desenvolvidos e os resultados detalhados para um dos circuitos trabalhados são desenvolvidos e analisados. Os estudos de coordenação de isolamento necessitam dos valores de suportabilidade dielétrica das redes e equipamentos. Conforme sugerido na normalização nacional e internacional os valores de suportabilidade dielétrica dos equipamentos e sistemas utilizados pela AES ELETROPAULO foram ensaiados no *Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá – LAT-EFEI*. No entanto, estes resultados não são objetos de discussão ou apresentação neste trabalho. Logo, os dados de suportabilidade dielétrica aplicados ao neste desenvolvimento podem ser considerados como reais.

Finalmente, são apresentadas conclusões e sugestões para futuros desenvolvimentos nesta área.

ABSTRACT

Isolation coordination has been focused on several studies in the latest years. Recently the continuous change on electrical power market associated to the costs related to penalties due to interruptions on power availability, as well as maintenance on the distribution system has been a great motivation to studies aiming to review the application of arresters on medium voltage systems. Within this background, this study develops and applies a new method for analysis and improvement of performance of overhead power distribution lines related to induced over voltages caused by lightning. The developed procedures were applied to 19 power feeders under AES ELETROPAULO responsibility.

Aiming to review lightning isolation coordination methods, in a concise way, especially in respect to induced over voltages caused by lightning, the State of Art comprises: surge protection for medium voltage AC circuits, technology of the arresters applied to these circuits emphasizing the main characteristics and operation differences, as well as the main rules on arresters application.

The main steps on the routine development regarding the induced over voltage calculation on the LIOV-EFEI program are discussed and presented. A methodology is developed, proposed and applied aiming to adapt the complex real geometry of the circuits to a system suitable to be studied by the LIOV-EFEI program. Studies contemplating the “induced over voltage calculation – Insulation coordination” are developed and the detailed results for one of the feeders are developed and analyzed. The insulation coordination studies require the dielectric strength of the circuit equipments. The dielectric strength of sample equipments from AES-ELETROPAULO was tested on the High Voltage Laboratory of the Federal University of Itajubá - LAT-EFEI - as suggested by national and international regulations. However those results are not focus of discussion or presentation on this work. Therefore the dielectric strength data applied on this work are considered real.

Finally conclusions and suggestions are presented for future developments on this area.

ÍNDICE

RESUMO.....	II
ABSTRACT.....	III
ÍNDICE	IV
NOMENCLATURA E SIMBOLOGIA	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
LISTA DE TABELAS	XVIII
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – Generalidades.....	1
1.2 – Simulações e Determinação dos Pontos de Instalação de Pára-raios.....	2
CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE	4
2.1 – Parâmetros de Descargas Atmosféricas	4
2.1.1 Incidências de Descargas Atmosféricas	4
2.2 - Parâmetros de Corrente de Descarga - Distribuições dos Valores de Pico de Corrente de Descarga... 6	6
2.3 - Desempenho de Linhas de Distribuição Aéreas frente a Descargas Atmosféricas.....	8
2.3.1 Descargas Atmosféricas em Linhas de Distribuição	9
2.3.1.1 Altura da Estrutura da Linha	9
2.3.1.2 Proteção Por Estruturas ou Árvores Vizinhas	9
2.4 - Nível de Isolamento das Linhas de Distribuição	13
2.4.1 Tensão Disruptiva Crítica – CFO do Isolamento Combinado	14
2.4.2 Determinando o CFO de Estruturas com Elementos Isolantes em Série.....	14
2.4.3 Considerações Práticas	18
2.4.4 Capacidade de Extinção de Arco da Madeira.....	20
2.4.5 Danos nas Partes em Madeira por Descargas Atmosféricas.....	21
2.5 - Proteção de Linhas de Distribuição por meio de Cabos Guarda.....	22
2.5.1 Ângulo de Blindagem.....	23
2.5.2 Requisitos de Isolamento.....	23
2.5.3 Efeitos dos Níveis de Aterramento e Isolamento	24
2.5.4 Cabo Guarda e Pára-Raios	24
2.6 - Proteção de Linhas com Pára-Raios	25
2.6.1 Considerações sobre o Comprimento do Condutor de Descida dos Pára-raios	26
2.6.2 Falhas provenientes de Descargas Induzidas.....	26
2.6.3 Falhas devido a Descargas Diretas	27
2.6.3.1 Utilização de Pára-raios na Fase Superior	28
2.6.3.2 Capacidade dos Pára-raios Submetidos a Descargas Diretas	28
2.7 – Exemplo do Uso do Procedimento Detalhado – Cruzetas de Madeira de 15kV	29

CAPÍTULO 3 - DESCARGAS DIRETAS E TENSÕES INDUZIDAS EM LINHAS DE MÉDIA TENSÃO	33
3.1 - Descargas Diretas.....	33
3.1.1 Distribuição Estatística das Correntes ao Solo – Comentários Gerais	34
3.1.2 Modelos descrevendo a Exposição de Estruturas Elevadas a Descargas Diretas	35
3.1.3 Procedimento para Avaliação de Distribuições de Corrente de Descarga ao Solo.....	37
3.1.4 Aplicação do Procedimento Proposto para Distribuições Estatísticas de Corrente de Descarga por Berger et al.....	38
3.1.5 Aplicação dos Resultados para Avaliação do Desempenho de Linhas Aéreas quanto a Descargas Induzidas	41
3.2 - Tensões Induzidas em Linhas Aéreas	44
3.2.1 Considerações Gerais	44
3.2.2 Procedimento Baseado no Método de Monte Carlo para Determinar o Desempenho das Linhas de Distribuição quanto a Descargas Induzidas.....	44
3.2.3 Determinação das Tensões Induzidas.....	45
3.2.4 Aplicação do Método de Monte Carlo	46
3.2.5 Características Adicionais	47
3.2.6 Resultados para uma Linha Monofásica e sua Comparação com os resultados do Procedimento Proposto na Norma IEEE – 1410	48
CAPÍTULO 4 – PÁRA-RAIOS	51
4.1 - Pára-raios Convencionais a Carboneto de Silício	51
4.1.1 Características Construtivas e Desempenho.....	51
4.1.2 Os Resistores a Carboneto de Silício.....	52
4.1.3 Características dos Centelhadores	56
4.1.4 Centelhadores Ativos	58
4.1.5 Desempenho Frente a Surtos Atmosféricos.....	60
4.1.6 Desempenho Frente a Surtos de Manobra.....	61
4.1.7 Desempenho Frente a Sobretensões Sustentadas	62
4.1.8 Desempenho Frente à Poluição Atmosférica.....	66
4.2 - Pára-raios a Óxido Metálico sem Centelhadores	68
4.2.1 Características Construtivas e Desempenho.....	68
4.2.2 Características dos Resistores a Óxido Metálico.....	71
4.2.3 Corrente de Fuga e Perda de Potência.....	72
4.2.4 Envelhecimento e Degradação	75
4.2.5 Características Térmicas e Estabilidade Térmica dos Pára-raios a Óxido Metálico.....	78
4.2.6 Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico	79
4.2.7 Capacidade de Absorção de Energia de Um Pára-raios a Óxido Metálico.....	83
4.2.8 Capacidade de Absorção de Energia Devido ao Limite de Estabilidade Térmica.....	83
4.2.9 Capacidade de Absorção de Energia Devido a Choque Térmico.....	85
4.2.10 Desempenho Frente a Surtos Atmosféricos.....	86
4.2.11 Desempenho Frente a Surtos de Manobra.....	87
4.2.12 Desempenho Frente a Sobretensões Sustentadas	88
CAPÍTULO 5 – PROCEDIMENTOS PARA ESCOLHA DE PÁRA-RAIOS.....	89
5.1 – Princípios Gerais	89
5.2- Procedimento para a Escolha de Pára-raios.....	90
5.3 – Características dos Pára-raios com Centelhadores.....	93
5.3.1 Tensão de Operação Contínua.....	93
5.3.2 Tensão Nominal	94
5.3.3 Níveis de Proteção.....	94
5.3.4 Corrente de Descarga Nominal	95

5.3.5 Corrente de Impulso Retangular de Longa Duração	95
5.4 - Seleção de Pára-raios com Centelhadores para Aplicação entre Fase e Terra	95
5.4.1 Tensão Nominal	95
5.4.2 Corrente de Descarga Nominal	97
5.4.3 Seleção da Corrente de Descarga Nominal	99
5.4.4 Capacidade de Descarga de Longa Duração	100
5.4.5 Pára-raios para Serviço Pesado 10 kA e Pára-raios 20 kA	101
5.4.6 Pára-raios para Serviço Leve 10 kA e Pára-raios de 5 kA.....	101
5.5 - Características dos Pára-raios sem Centelhadores.....	101
5.5.1 Princípios Gerais	101
5.5.2 Tensão de Operação Contínua.....	102
5.5.3 Tensão Nominal	102
5.5.4 Corrente de Descarga Nominal	102
5.5.5 Níveis de Proteção.....	102
5.6 - Seleção de Pára-raios sem Centelhadores para Aplicação entre Fase e Terra.....	103
5.6.1 Tensão de Operação Contínua.....	103
5.6.2 Tensão Nominal	104
5.6.3 Capacidade de Absorção de Energia	107
5.6.4 Pára-raios 5 kA e Pára-raios 10 kA Classe 1 de Descarga de Linhas de Transmissão	109
5.6.5 Classe de Alívio de Sobre pressão ou Suportabilidade a Corrente de Falta	109
5.7 - Suportabilidade do Invólucro sob Poluição.....	109
CAPÍTULO 6 – DEFINIÇÃO DO MODELO EFEI - LIOV SIMPLIFICADO.....	111
6.1 - Surtos Induzidos - Código LIOV.....	112
6.2 - Modelagem Estatística Utilizada	112
6.3 - Resultados das Simulações – LIOV/ Monte Carlo.....	114
6.3.1 Descrição do Procedimento de Simulação	114
6.4 - Comentários	119
6.5 - Resultados Preliminares do Programa de Análise Estendido.....	120
CAPÍTULO 7 – PROGRAMA LIOV EFEI – ATP	131
7.1 - Procedimento de Simulação de Descargas Atmosféricas (Programa LIOV EFEI)	131
7.1.1 Modelo Utilizado na Simulação de Descargas	131
7.1.2 Primeira Análise da Planta do Circuito	131
7.1.3 Geração Aleatória de Descargas Atmosféricas.....	131
7.1.4 Cálculo dos Raios de Atratividade das Estruturas Elevadas e Redefinição dos Pontos de Impacto das Descargas	132
7.1.5 Cálculo da Tensão Induzida na Linha	132
7.1.6 Construção do Histograma que Relaciona as Falhas e as Estruturas Elevadas	132
7.1.7 Definição dos Intervalos Críticos e Fontes.....	133
7.1.8 Dados Utilizados nas Simulações de Transitórios Eletromagnéticos	133
7.2 - Simulação de Transitório Eletromagnético (programa ATP).....	133
7.2.1 Modelo Utilizado nas Simulações Digitais das Tensões Induzidas – Programa ATP.....	133
7.2.2 Segunda Análise da Planta do Circuito	135
7.2.3 Nomenclatura dos Postes no Modelo	135
7.2.4 - Simulação dos Impulsos Atmosféricos Induzidos – Programa ATP.....	137
7.2.5 Definição dos Pontos de Instalação de Pára-raios	137
7.2.6 Posição dos Pára-raios Instalados Ao longo da Linha.....	137

7.3 - Índices de Desempenho do Circuito frente a Descargas Atmosféricas.....	137
7.3.1 Parâmetros Utilizados nos Cálculos dos Índices	137
7.3.2 Cálculo dos Índices de Desempenho do Circuito	137
7.4 - Dados de Entrada e Resultados (programa LIOV EFEE)	138
7.4.1 Tela Principal	138
7.4.2 Tela de Registro das Coordenadas dos Prédios	139
7.4.3 Tabela dos Dados do Histograma.....	140
7.4.4 Tela de Dados das Fontes	141
CAPÍTULO 8 - EXEMPLO DE ESTUDO DE CASO: CIRCUITO IVI-102 – AES-ELETROPAULO	143
8.1 - Procedimento de Simulação de Descargas Atmosféricas.....	143
8.1.1 Primeira Análise da Planta do Circuito	143
8.1.2 Geração Aleatória de Descargas Atmosféricas e Construção do Histograma de Falhas e Estruturas Elevadas por Intervalo Crítico	144
8.1.3 Definição dos Intervalos Críticos e Fontes.....	144
8.2 - Simulação de Transitório Eletromagnético (programa ATP).....	145
8.2.1 Identificação das “Fontes”.....	145
8.2.2 Resultados das Simulações de Impulso Atmosférico Induzido (Programa ATP)	146
8.2.3 Definição dos Pontos de Instalação de Pára-raios	152
8.3 - Índices de Desempenho do Circuito frente a Descargas Atmosféricas.....	153
CAPÍTULO 9 – RESULTADOS	154
9.1 - Definições.....	154
9.1.1 Defeitos Primários.....	154
9.1.2 Defeitos Secundários.....	154
9.1.3 Cronograma de Inspeção	155
9.3 - Resultados.....	156
Circuito – AUT-114 – ETD. AUTONOMISTAS	156
Circuito –BSI-110 – ETD. BRASILÂNDIA.....	156
Circuito – CAT-107 – ETD. CATUMBI	156
Circuito - COT-106 – ETD. COTIA	157
Circuito - COT-111 – ETD. COTIA	157
Circuito – CUP-105 – ETD. CUPECÊ.....	158
Circuito – GNA-111 – ETD. GUAIANAZES.....	158
Circuito – IVI-102.....	159
Circuito – JOR-102 – ETD. JORDANÉSIA	159
Circuito – JUQ-106.....	159
Circuito – MAT-104 – ETD. MATEUS.....	160
Circuito – NAC-102.....	160
Circuito – PAR-104 – ETD. PARNAÍBA.....	161
Circuito – PAR-105 – ETD. PARNAÍBA.....	161
Circuito – PAR-106 – ETD. PARNAÍBA.....	162
Circuito – PSD-106 – ETD PARQUE SÃO DOMINGOS	162
Circuito – VGR-2301	163
Circuito – VGR-2302	163
Circuito – VGR-2304.....	163
9.4 - Comparação de Campo.....	164
CAPÍTULO 10 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....	168

10.1- Generalidades.....	168
10.2- Regras para Instalação de Pára-raios	169
10.3- Sugestões para Trabalhos Futuros.....	169
BIBLIOGRAFIA	171
CAPÍTULO 2	171
CAPÍTULO 3	171
CAPÍTULO 5	171
CAPÍTULO 7	172

NOMENCLATURA E SIMBOLOGIA

Capítulo 2

T_d - número de dias de tempestade por ano - nível isoceraúnico;

T_H - número de horas de tempestade por ano;

I_{10} - 10% do valor de pico de corrente;

I_{30} - 30% do valor de pico de corrente;

I_{90} - 90% do valor de pico de corrente;

$T_{10/90}$ - tempo entre I_{10} e I_{90} [s];

$T_{30/90}$ - tempo entre I_{30} e I_{90} [s];

S_m - máxima taxa de subida da onda – maior valor de tangente;

S_{10} - taxa de subida em I_{10} ;

$S_{10/90}$ - taxa média de crescimento entre I_{10} e I_{90} ;

$S_{30/90}$ - taxa média de crescimento entre I_{30} e I_{90} ;

Q_1 - carga do impulso [C];

GFD - densidade de descargas ao solo (Ground Flash Density);

$P(I_0 \geq i_0)$ - probabilidade do pico de corrente I_0 ser maior que um determinado valor i_0 [kA];

h - altura da linha [m];

b - largura da estrutura da linha [m];

N_g - densidade de descargas de uma determinada região (descargas/ km²/ ano);

N_S - número de descargas coletadas pela linha;

N - número de descargas coletadas pela linha, não considerando a presença de objetos nas proximidades da linha;

SF - fator de proteção, que leva em consideração as alturas e distâncias de objetos nas proximidades da linha;

U_{Max} - maior tensão que pode ser induzida em uma linha, no ponto mais próximo do impacto da descarga [V];

I_0 - pico da corrente de descarga [kA];

h_a - altura média da linha em relação ao solo [m];

Y - menor distância entre a linha e o ponto de impacto [metros];

CFO_T - tensão disruptiva crítica total;

CFO_{I-P} - CFO do componente primário ou básico;

CFO_{A-S} - CFO adicional pela presença do segundo componente;

CFO_{A-T} - CFO adicional pela presença do terceiro componente;

CFO_{A-N} - CFO adicional pela presença do n-ésimo componente;

NF_{T-I} - número de falhas por descargas induzidas;

Capítulo 3

h - altura da estrutura em [m];

r_g - distância crítica com relação à estrutura [m];

r_s - distância crítica com relação ao solo [m];

I_p - amplitude da corrente de descarga [kA];

α, β e k - constantes independentes de I_p ;

a, c - constantes independentes de I_p ;

b - expoente da equação do raio de atração, assumido por Petterson como sendo descrito por uma expressão exponencial, isto é, com $c = 0$;

r_1 - raio de atração;

T_F - tempo de frente;

μ_T - média do primeiro pico de corrente e do tempo de frente obtidos a partir de medições realizadas no monte San Salvatore;

σ_t - desvio padrão do primeiro pico de corrente e do tempo de frente obtidos a partir de medições realizadas no monte San Salvatore;

μ_g - média do primeiro pico de corrente e do tempo de frente obtidos a partir dos modelos listados nas tabelas 3.1 e 3.2; de medições realizadas no monte San Salvatore;

σ_g - desvio padrão do primeiro pico de corrente e do tempo de frente obtidos a partir dos modelos listados nas tabelas 3.1 e 3.2;

$U^s_k(x, T)$ - tensão total induzida no ponto x de um condutor k_n genérico de uma linha a multi condutores no tempo T ;

$U^i_k(x, T)$ - tensão incidente;

$E^i_{zk}(x, z, T)$ - componente vertical do campo elétrico incidente;

H_k - altura do condutor k_n da linha a multi condutores;

$[L']$ e $[C']$ - são as matrizes da linha por unidade de comprimento de indutância e capacitância respectivamente;

$[\xi'_g]$ - é a matriz da impedância transiente de terra;

$[E^i_x(x, H_k, T)]$ - é o vetor dos componentes do campo elétrico de excitação (incidente) no ponto x dos vários condutores da linha;

$[I(x, T)]$ - é o vetor de correntes no ponto x dos vários condutores da linha;

\otimes - operação de convolução;

d_l - distância de atração lateral;

$[I_{GF}]$ - matriz das correntes induzidas desviadas para a terra;

$[R_{GF}]$ - matriz diagonal das resistências fase-terra dos postes;

D - distância da descarga ao centro da linha em metros;
V - razão entre as velocidades da descarga induzida e da luz;
F_P - número anual de falhas na isolação por km de linha de distribuição;
P_I - probabilidade da corrente de pico **I_P** ser no *i*-ésimo intervalo;
D'_{MIN} - mínima distância para a qual a descarga é indireta na linha;
D'_{MAX} - máxima distância para a qual a descarga possa produzir uma falha na isolação;

Capítulo 4

T₁ - tempo de frente da corrente de impulso (μ s);
T₂ - tempo até a metade da amplitude na cauda do impulso (μ s);
T₉₀ - Intervalo de tempo entre os valores 10 [%] e 90 [%] da amplitude na frente do impulso;
 α - coeficiente de não-linearidade dos resistores a carboneto de silício;
I_{SUB0} - corrente subsequente para a tensão nominal;
I_{SUB} - corrente subsequente na condição de sobretensão;
C_{Eq} - capacitância equivalente;
R_{Eq} - resistência linear equivalente;
R_{NEq} - resistência não linear equivalente;
L_{Eq} - Indutância parasita;
C_R - capacidade térmica dos resistores a óxido metálico [J/°C];
C_I - capacidade térmica do invólucro do pára-raios [J/°C];
R_{RI} - resistência térmica entre os resistores a óxido metálico e a superfície externa do invólucro [°C/W];
R_{IA} - resistência térmica entre a superfície externa do invólucro e o ambiente [°C/W];
R_{AV} - resistência térmica adicional entre a superfície externa do invólucro e o ambiente, devido à existência de vento [°C/W];
 θ_R - temperatura dos resistores a óxido metálico [°C];
 θ_I - temperatura da superfície externa do invólucro [°C];
 θ_A - temperatura do ambiente [°C];
W_R - potência consumida, ou dissipada, pelos resistores [W];
W_{RS} - calor fornecido ao pára-raios devido à radiação solar [W];
H_R - altura do resistor a óxido metálico;
D_R - diâmetro do resistor a óxido metálico;
D_{II} - diâmetro interno médio do invólucro;
D_{EI} - diâmetro externo médio do invólucro;
D_{Max} - diâmetro máximo do invólucro;

φ - relação entre o comprimento do contorno da saia do invólucro e a distância entre as saias do invólucro;

E_{MLET} - energia máxima absorvida devido ao limite de estabilidade térmica [J/cm^3];

E_{MCT} - energia máxima absorvida devido a choque térmico [J/cm^3];

θ_{OP} - temperatura de operação [$^{\circ}C$];

θ_{IMT} - temperatura limite de operação [$^{\circ}C$];

Capítulo 5

U_{Eq} - amplitude da sobretensão temporária equivalente de 10 [s];

U_T - amplitude da sobretensão temporária;

T_{TOV} - duração da sobretensão temporária [s];

m - expoente que descreve a característica tensão em frequência industrial versus tempo de um pára-raios;

W - energia absorvida [J];

U_{RM} - tensão residual sob impulso de manobra do pára-raios [kV];

U_S - amplitude de sobretensão [kV];

Z - impedância de surto da linha [Ω];

T_T - tempo de trânsito ao longo da linha, igual ao comprimento dividido pela velocidade de propagação de onda na linha [μs];

C - capacitância do banco ou do cabo [μF];

U_0 - tensão de operação fase-terra, valor de crista [kV];

U_n - tensão nominal do pára-raios (valor eficaz) [kV];

U_{RA} - nível de proteção a impulso atmosférico do pára-raios [kV];

$U_{50\%}$ - tensão disruptiva crítica com polaridade negativa do isolamento da linha [kV];

T_{Eq} - duração equivalente da corrente de descarga atmosférica, incluindo a primeira descarga e as subseqüentes. Valor típico: 300 μs ;

U_R - tensão residual sob impulso de alta corrente [kV];

I - amplitude do impulso de alta corrente especificado [kA];

T - tempo efetivo do impulso de alta corrente 6,5 μs ;

Capítulo 6

D_2 - afastamento com relação à linha [m];

D_1 - posicionamento longitudinal com relação à linha [m];

N_{D-s} - número de descargas ao solo;

D_{LT} - comprimento da Linha de Distribuição [km];

ND_s - número de descargas ao solo real, obtido do índice isocerâmico;

AF_1 - área da faixa de incidência [km^2];

R_{AT} - raio de atração [m];

K_1 E K_2 - constantes empíricas;

I - amplitude da corrente de descarga [kA];

D_{AT} - distância de atração [m];

h - altura média da fase em relação ao solo [m];

U_0 - tensão suportável mínima [kV];

$U_{50\%}$ - tensão disruptiva crítica [kV];

$U_{10\%}$ - nível básico de isolamento [kV];

$N_{50\%}$ - valor crítico do número de falhas de isolamento da linha de distribuição;

N_F - número médio total de falhas por ano;

N_{F-100} - número médio total de falhas por ano padrão;

N_{D-SOLO} - número de descargas por quilômetro quadrado por ano;

L_{LD} - comprimento da linha de distribuição [km];

Capítulo 7

U_i - tensão induzida;

I_p - pico de corrente da descarga;

D_1 - afastamento do ponto de impacto com relação à linha;

T_F - tempo de frente da onda de corrente;

k - número total de tensões induzidas geradas pelo programa;

N - número de intervalos obtido para o histograma;

Capítulo 9

—
 \bar{X} - média dos valores obtidos de número de falhas do ano 2000 até 2004;

σ - desvio padrão dos valores obtidos de número de falhas do ano 2000 até 2004;

X - número de falhas obtido para o período de 2004 a 2005;

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Mapa Isoceráunico Mundial	5
Figura 2.2 – Descrição dos parâmetros da forma de onda de descarga [1]	8
Figura 2.3 – Fatores de proteção devidos a objetos de várias alturas nas redondezas de uma linha de distribuição de 10m de altura.....	10
Figura 2.4 – Número de falhas por sobretensões induzidas em função do nível de isolamento de uma linha de distribuição.....	12
Figura 2.5 – Probabilidade de Arco de Potência Causado por uma Descarga Atmosférica em uma Cruzeta de Madeira Molhada.....	21
Figura 2.6 – Ângulo de Blindagem de um Cabo de Guarda	23
Figura 2.7 – Efeito da Resistência de Aterramento no Desempenho dos Cabos Guarda, Descargas Diretas.....	25
Figura 2.8 – Espaçamento entre os Pára-raios para Falhas Devidas a Tensões Induzidas	27
Figura 2.9 – Espaçamento entre os Pára-raios para Proteção Contra Descargas Diretas.....	28
Figura 2.10 – Projeto de uma cruzeta de madeira de classe 15kV.....	29
Figura 3.1 - Modelo Eletro-geométrico. r_s e r_g são as distâncias da descarga em relação à estrutura e ao solo respectivamente; r_1 é o raio de atração, se a estrutura é uma torre, ou a distância de atração, caso a estrutura seja uma linha.	35
Figura 3.2 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo Ideal, Utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.3. ...	42
Figura 3.3 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo Ideal, utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.4.	42
Figura 3.4 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo com Condutividade 0,001 S/m, Utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.3.....	43
Figura 3.5 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo com Condutividade 0,001 S/m, Utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.4.....	43
Figura 3.6 – Modelo de poste durante k-ésima descarga fase terra de uma linha a multi - condutores atingidos por um campo eletromagnético externo. (R_{gp} é a resistência de aterramento do poste em questão).	49
Figura 4.1 - Pára-raios para Sistemas de Distribuição - Vista em Corte.....	52
Figura 4.2 - Tensão Residual versus Corrente de Descarga para um Resistor a Carboneto de Silício de um Pára-raios para um Sistema de Distribuição	53
Figura 4.3 - Forma Típica da Corrente Subseqüente.....	54
Figura 4.4 - Variação da Corrente Subseqüente em função do Ponto de Atuação do Pára-raios	55
Figura 4.5 - Fator de Correção para a Tensão Residual.....	56
Figura 4.6 - Arranjo Típico de um centelhador com Espaçadores Cerâmicos Resistivos	57

Figura 4.7 - Efeito dos Centelhadores Pré-ionizadores na Tensão Disruptiva, Inclusive Para Impulsos Íngremes.....	57
Figura 4.8 - Característica Tensão versus Tempo Desenvolvido em um Centelhador Ativo.....	59
Figura 4.9 - Forma de Corrente de Impulso Padronizada.....	61
Figura 4.10 - Suportabilidade de um Pára-raios Estação Frente a Sobretensão em Freqüência Industrial.....	64
Figura 4.11 - Natureza Estatística da Taxa de Falhas de um Pára-raios de Distribuição Frente a Sobretensão em Freqüência Industrial.	65
Figura 4.12 – Desempenho de um Pára-raios Estação Frente a Operação sob Sobretensões em Freqüência Industrial, segundo OHIO - BRASS.	65
Figura 4.13 - Fenômeno da Poluição em Regime Transitório e a Transferência de Corrente para os Centelhadores.....	67
Figura 4.14 - Fenômeno da Poluição em Regime Permanente e a Transferência de Corrente para o Interior do Invólucro de um Pára-raios.....	67
Figura 4.15 - Vista em Corte de um Pára-raios para Sistemas de Distribuição.....	69
Figura 4.16 - Característica Tensão Residual versus Corrente de Descarga de um Resistor a Óxido Metálico para Pára-raios de Distribuição.....	70
Figura 4.17 - Regiões Condutoras da Característica Tensão versus Corrente de um Resistor a Óxido Metálico.....	71
Figura 4.18 – Circuito Elétrico Equivalente, Macroscopicamente, a um Resistor a Óxido Metálico.....	72
Figura 4.19 - Corrente de Fuga, sob Freqüência Industrial, de um Resistor a Óxido Metálico .	73
Figura 4.20 - Característica Tensão Aplicada versus Corrente de um Resistor a Óxido Metálico para Temperaturas entre 30 Celsius e 200 Celsius.....	74
Figura 4.21 - Característica Potência Consumida versus Temperatura de um Resistor a Óxido Metálico Típico para uma Faixa de Tensão Aplicada entre 0.90 e 1.50 da Tensão de Operação.....	75
Figura 4.22 - Característica Potência Consumida versus Tempo para Resistores a Óxido Metálico de Primeira, Segunda e Terceira Geração.....	76
Figura 4.23 - Fator de Correlação da Corrente de Fuga com o Número de Descargas para um Resistor a Óxido Metálico Típico.....	77
Figura 4.24 - Características Potência Consumida por um Resistor a Óxido Metálico, Potência Dissipada por um Invólucro versus Temperatura.....	79
Figura 4.25 - Análogo Elétrico Equivalente ao Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico.....	80
Figura 4.26 - Projetos de Invólucros para Pára-raios a Óxido Metálico – Ontario Hydro.....	81
Figura 4.27 - Análogo Elétrico Equivalente Completo em Regime Permanente ao Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico.....	82
Figura 4.28 - Dependência entre Capacidade de Absorção de Energia, Temperatura Ambiente e Tensão Aplicada Pára-raios.....	84

Figura 4.29 - Relações entre as Quatro Regiões de Tensão de Operação para Vários projetos de Pára-raios a Óxido de Metálico sem Centelhadores.....	88
Figura 5.1 - Fluxograma para seleção de pára-raios	92
Figura 6.1 – Geometria do Sistema	112
Figura 6.2: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - Posição $U_{m\acute{a}x}$	115
Figura 6.3: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $U_{m\acute{a}x} + 1000m$	115
Figura 6.4 : Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - Posição $U_{m\acute{a}x} + 1000m$	116
Figura 6.5: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $U_{m\acute{a}x} + 1000m$	116
Figura 6.6: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - Posição $U_{m\acute{a}x} + 2000m$	116
Figura 6.7: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $U_{m\acute{a}x} + 2000m$	117
Figura 6.8: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - $U_{m\acute{a}x} + 5000m$	117
Figura 6.9: Ordenada – Distância D2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $U_{m\acute{a}x} + 5000m$	117
Figura 6.10 - Coeficiente “a” x Distância D2 [km].....	118
Figura 6.11 - Erro do Coeficiente “a” x Distância D2 [km].....	118
Figura 6.12 - Coeficiente “b” x Distância D2 [km].....	118
Figura 6.13 - Erro do Coeficiente “b” x Distância D2 [km].....	119
Figura 6.14 - Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.....	124
Figura 6.15 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.....	125
Figura 6.16 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.....	125
Figura 6.17 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.,	126
Figura 6.18 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.....	126
Figura 6.19 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.....	127
Figura 6.20 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.....	127
Figura 6.21 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.....	128
Figura 6.22 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.....	128
Figura 6.23 – Número de Falhas por 100 km por Ano para a Condição de 1 Descarga por km ² por Ano em Função da Tensão Disruptiva Crítica da Linha – CFO [kV].....	130
Figura 7.1 - Modelo de Pára-raios Utilizado na Simulação de Transitório Eletromagnético	134

Figura 7.2 - Característica Tensão/ Corrente Utilizada para os Pára-raios	134
Figura 7.3 - Exemplo de Circuito de Distribuição (desprezando transformadores e chaves). .	135
Figura 7.4 - Exemplo de Circuito de Distribuição (postes posicionados e nomeados).	136
Figura 7.5 - Planilha de Excel com o Descritivo dos Postes do Circuito Exemplo.	136
Figura 7.6 - Tela Principal	138
Figura 7.7 - Tela de Resultados da Simulação	139
Figura 7.8 - Tela dos Dados do Histograma	140
Figura 7.9 - Tela de Dados das Fontes.....	141
Figura 8.1 – Número de falhas e número de estruturas elevadas ao longo da linha sob estudo	144
Figura 8.2 – Tensão no poste mais próximo da estrutura elevada (U006), no poste a 35 metros à montante (U005) e no poste a 35 metros à jusante (U007).	146
Figuras 8.3 – Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B) e 400607(PT22C).	147
Figura 8.4 – Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B) e 400607(PT22C).	147
Figura 8.5 – Tensão no poste mais próximo da estrutura (U006), no poste a 35 metros à montante (U005) e no poste a 35 metros à jusante (U007), após a instalação do novo grupo de pára-raios.	148
Figuras 8.6 - Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).	148
Figura 8.7 - Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).	149
Figura 8.8 – Tensão no poste mais próximo da estrutura (A248), no poste a 35 metros à montante (A247) e no poste a 35 metros à jusante (A249).	150
Figuras 8.9 – Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 005143 (A255), 052383 (Z003) e 243940 (AA004).....	150
Figura 8.10 – Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 005143 (A255), 052383 (Z003) e 243940 (AA004).....	151
Figura 8.11 – Tensão no poste mais próximo da estrutura (A248), no poste a 35 metros à montante (A247) e no poste a 35 metros à jusante (A249), após a instalação do novo grupo de pára-raios.	151
Figuras 8.12 - Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).	152
Figura 8.13 - Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros de corrente de descarga do CIGRÉ [1]	7
Tabela 2.2 – CFO do Isolamento Primário – CFOI-P.....	16
Tabela 2.3 – CFO Adicional Fornecido por um Segundo Componente – CFOA-S	17
Tabela 2.4 – CFO Adicional Fornecido por um Terceiro Componente – CFOA-T.....	17
Tabela 2.5 – Valores de CFO para vários possíveis caminhos que a descarga pode percorrer no poste de classe 15 kV.	30
Tabela 3.1 - valores dos parâmetros α , β e k das equações 3.3 e 3.4 como proposto por vários autores e adotados na norma IEEE – 1243, para um condutor com altura média sobre o solo superior à 40 m, e utilizados pela IEEE – 1410 para linhas de distribuição.....	36
Tabela 3.2 - Valores dos parâmetros “a”, “b” e “c” da Equação 3.5 conforme proposto por diferentes autores.....	37
Tabela 3.3 - Médias e desvios padrão do primeiro pico e tempo de frente das primeiras descargas negativas registrados no monte San Salvatore.	38
Tabela 3.4- Médias e Desvios Padrão das Distribuições, ao Solo, da Corrente de Descarga para as Expressões de Raio de Atração das Tabelas 3.1 e 3.2.	39
Tabela 3.5 - Médias e desvios padrão da distribuição, ao solo, da amplitude de corrente, obtidos da aplicação da Equação 3.7 com diferentes expressões para o raio de atração (tabelas 1 e 2). $*b=\beta/2$ ($R_g = R_s$ e $h \ll R_g$); $**b=\beta$ ($h \geq R_g$).....	40
Tabela 4.1 - Dualidades Termo - Elétricas Utilizadas em um Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico.....	80
Tabela 4.2 - Dados de Invólucros de Pára-raios.....	81
Tabela 4.3 - Energia Especifica das Diversas Classes de Pára-raios.	83
Tabela 4.4 - Energia Máxima Absorvida Devido ao Limite de Estabilidade para Diversas Classes de Pára-raios.	85
Tabela 4.5 - Energia Máxima Absorvida Devido ao Choque Térmico para Resistores a Óxido Metálico.	85
Tabela 5.1 - Relação entre características das linhas de transmissão e classe de descarga de corrente de longa duração.	101
Tabela 5.2 - Amplitude da sobretensão [kV] em função do nível de tensão do sistema [17]...	107
Tabela 6.1 - Coeficientes da Equação 6.2.	115
Tabela 6.2 – Parâmetros Utilizados na Modelagem da Distância de Atração para o Cálculo do Número de Descargas Diretas	121
Tabela 6.3 – Resumo Geral dos Resultados sobre Falhas de Isolamento, conforme listado nas Figuras 6.14 a 6.22.	129
Tabela 8.1 – Características do Circuito IVI-102.....	143
Tabela 8.2 – Intervalos Críticos do Circuito IVI-102.....	145
Tabela 8.3 - Fonte 8	146

Tabela 8.4 - Fonte 10	149
Tabela 8.5 – Índice de Desempenho do Circuito IVI-102.....	153
Tabela 9.1 – Cronograma de Inspeção.....	155
Tabela 9.2 - Análise da Evolução das Falhas Primárias Reportadas	164
Tabela 9.3 - Análise da Evolução das Falhas Secundárias Reportadas	165
Tabela 9.4 - Análise da Evolução das Falhas Totais Reportadas.....	166

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 – GENERALIDADES

Esta dissertação aborda o desenvolvimento e aplicação de um método de análise e melhoria no desempenho de redes de distribuição aéreas frente a descargas atmosféricas induzidas. O método desenvolvido e aplicado a 19 circuitos de distribuição da *AES Eletropaulo* é constituído basicamente de três partes:

- *simulação estatística de descargas atmosféricas nos circuitos;*
- *simulação de impulsos induzidos nos circuitos;*
- *instalação dos pára-raios nos pontos determinados e análise de resultados mensurados posteriormente à instalação destes pára-raios.*

A primeira parte do método consiste na pesquisa e definição dos pontos críticos existentes nas redes a partir dos resultados de simulações de descargas atmosféricas obtidos pelo *Programa LIOV-EFEI*, versão em *Linguagem C++ Builder*, desenvolvido para análise de coordenação de isolamento em redes de distribuição frente a surtos induzidos.

A segunda parte do método consiste na simulação da dinâmica associada aos impulsos atmosféricos induzidos nas redes modeladas e na determinação dos pontos em que as simulações indicam a possibilidade de falha de isolamento. As simulações, de forma desacoplada, são realizadas com o *Programa ATP - Alternative Transient Program*.

O último passo consiste na instalação de pára-raios nos pontos das redes determinados a partir dos estudos e simulações, bem como a análise de falhas mensuradas posteriormente à instalação destes pára-raios.

Os procedimentos aplicados nos estudos e na definição do método de análise desenvolvido neste trabalho têm como base os estudos e considerações, mostrados nos *Capítulos 2 a 6*.

O *Capítulo 2* apresenta um estudo e análise – *Estado da Arte da IEEE Std. 1410 – “Guia IEEE para Melhoria do Desempenho de Linhas Aéreas de Distribuição frente a Descargas Atmosféricas”*.

De forma subsequente, o *Capítulo 3* mostra um resumo dos métodos e parâmetros utilizados para definir quais descargas solicitam as redes de distribuição que podem ser consideradas como diretas e quais geram tensões induzidas. Deste modo, também são apresentadas as equações utilizadas para o cálculo das amplitudes e formas das tensões induzidas nas redes de média tensão.

Nos *Capítulos 4 e 5* são abordadas as principais características e aplicação dos pára-raios para circuitos de média tensão em corrente alternada. Este estudo foi desenvolvido de modo a prover meios para o entendimento das funções desempenhadas pelos pára-raios, suas limitações, bem como permitir a formação de uma base de conhecimento relativa ao estado da arte existente com relação à tecnologia e os métodos utilizados no controle das sobretensões. Para este trabalho, uma das diferenças básicas entre estes dois tipos de pára-raios é que o pára-raios de óxido metálico, por serem construídos com resistores dotados de elevada não linearidade, não possuem centelhadores série, bem como corrente subsequente. A soma de correntes subsequentes pode implicar na atuação dos elos fusíveis utilizados, principalmente na proteção de ramais.

1.2 – SIMULAÇÕES E DETERMINAÇÃO DOS PONTOS DE INSTALAÇÃO DE PÁRA-RAIOS

Na primeira parte do método de análise e melhoria de desempenho frente a descargas atmosféricas, são calculadas as tensões máximas induzidas a partir da geração aleatória de descargas atmosféricas com o auxílio do Programa LIOV-EFEI. Para isto, de forma simplificada, é considerado um circuito equivalente retilíneo, de comprimento igual à soma total dos comprimentos do tronco e de todos os ramos do circuito em estudo. Para cada descarga atmosférica, são gerados, com base em distribuições estatísticas, parâmetros de forma, amplitude máxima, posição ao longo da linha e afastamento com relação à linha no modelo.

O presente método considera as estruturas elevadas ao longo da linha, tais como prédios e torres. Convém ressaltar que nos estudos desenvolvidos para a determinação dos níveis de tensão existentes nas redes estudadas, os transformadores, ou quaisquer outros equipamentos protegidos por pára-raios, tanto as chaves como os postes terminais de linha desprotegidos por pára-raios também são levados em consideração. Deste modo, todas as características relevantes das redes são utilizadas para o cálculo da estimativa dos índices de falha, antes e após a definição de novos pontos para a instalação de pára-raios.

O Capítulo 6 mostra o desenvolvimento das equações utilizadas na determinação das tensões máximas induzidas por descargas atmosféricas, bem como das análises estatísticas de falha por impulsos induzidos, e do Programa LIOV-EFEI versão em MATLAB, elaborado a partir do Código LIOV, da Universidade de Bologna. O Programa LIOV-EFEI, versão em Linguagem C++ Builder foi desenvolvido a partir da versão inicial em MATLAB. O programa e as equações foram desenvolvidos no Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá.

Nas simulações de impulso atmosférico induzido com o Programa ATP, é utilizado um modelo monofásico do circuito, que contempla a forma real da linha. Como resultados das simulações com o ATP, são obtidos valores de tensão e corrente para cada ponto determinado a partir das simulações estatísticas - primeira parte do método. Determina-se então em quais destes pontos é provável que ocorra uma falha de isolamento – pontos onde a tensão atinge nível superior à Tensão Disruptiva Crítica - CFO. Com base na análise destes dados, é avaliada a instalação de pára-raios. A partir da primeira e da segunda parte do método de análise e melhoria do desempenho dos circuitos frente a descargas atmosféricas, também são determinados pontos do circuito onde se sugere a substituição de pára-raios a carboneto de silício por pára-raios a óxido metálico. Esta substituição é devida à possibilidade de que a soma das correntes subseqüentes associadas às atuações em série de vários pára-raios a carboneto de silício possa vir a causar atuação indevida da proteção das redes.

O Capítulo 7 mostra detalhadamente os procedimentos de simulação estatística de descargas atmosféricas, simulação dos impulsos atmosféricos induzidos nos circuitos, definição dos pontos de instalação ou substituição de pára-raios a carboneto de silício, funcionamento do Programa LIOV-EFEI, bem como cálculo da estimativa dos índices de falha para os circuitos.

Por sua vez, o Capítulo 8 mostra como exemplo os resultados obtidos para um dos circuitos analisados. Os resultados de todas as simulações, pontos determinados para instalação de pára-raios e estimativa de melhoria do índice de falhas podem ser vistos por descargas atmosféricas induzidas.

O Capítulo 9 discute os cronogramas de instalação dos pára-raios nos pontos determinados dos circuitos de distribuição da AES Eletropaulo, bem como mostra a análise dos resultados obtidos posteriormente à aplicação dos procedimentos definidos nesta dissertação.

Finalmente, no Capítulo 10 são apresentadas as principais conclusões e recomendações associadas a este estudo.

CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE

Este capítulo tem por objetivo apresentar o estado da arte em termos de proteção de circuitos de média tensão contra descargas atmosféricas. Os comentários e discussões foram baseados nos procedimentos estabelecidos de forma internacional. Alguns dos procedimentos estão sob estudo no *Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá* e, portanto são objeto de questionamento.

2.1 – PARÂMETROS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

2.1.1 INCIDÊNCIAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Descargas atmosféricas ocorrem durante tempestades de chuva, de neve e outros fenômenos naturais. No entanto, a causa primária de descargas, na maioria das áreas, são as tempestades de chuva. Tempestades causam descargas elétricas dentro das próprias nuvens, entre nuvens e de nuvens para o solo. As mais comuns são as que ocorrem no interior das nuvens, mas as descargas que afetam as linhas de distribuição são as entre as nuvens e o solo. As interrupções do fornecimento de energia durante uma tempestade são causadas por vento e descargas. Interrupções causadas por ventos, árvores e danos em equipamentos são algumas vezes atribuídas a descargas elétricas, fazendo com que o número de interrupções causadas por descargas elétricas pareça maior do que o real.

Índices relacionados a ocorrências de descargas atmosféricas podem ser obtidos de dados isoceráunicos (número de dias de tempestade por ano para cada região) no mundo inteiro. Um mapa isoceráunico do mundo é mostrado na Figura 2.1. O nível isoceráunico é um indicativo regional de ocorrência de descargas atmosféricas baseado em quantidades médias disponíveis obtidas a partir de observações históricas em nível do solo. Uma descrição mais

detalhada sobre ocorrência de descargas pode ser obtida de mapas de densidades de descargas ao solo (*GFD – Ground Flash Density*), que são criados a partir de informações obtidas por meio de redes de detecção de descargas.

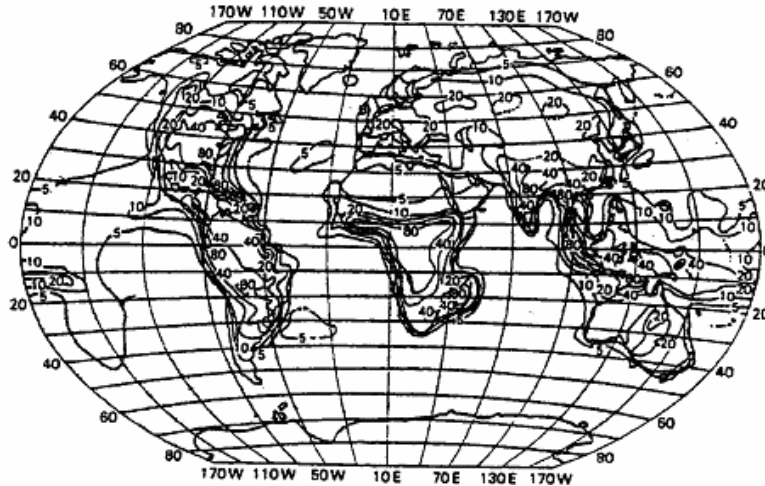


Figura 2.1 – Mapa Isoceráunico Mundial

Sistemas de localização e redes de contadores de descargas têm sido construídos e utilizados em todas as partes do mundo. Com experiência suficiente, estas redes podem prover mapas *GFD* detalhados. Os mapas *GFD* apresentam informações mais detalhadas e mais precisas se comparados com os dados isoceráunicos (dias de tempestade por ano). Os sistemas de localização também apresentam dados que são mais úteis e detalhados que os dados isoceráunicos. Além da frequência de ocorrência de descargas, as redes podem prover também a data, hora, localização, número de descargas, pico estimado da corrente de descarga e polaridade.

Em algumas áreas do mundo, estes sistemas se restringem a um número suficiente de dados (sete anos no mínimo) destinados a fins de projeto. Mapas *GFD* estão sendo usados em projetos de linhas de distribuição, estimativa de sobretensões causadas por descargas, e em vários outros tipos de análises relacionadas a descargas atmosféricas.

A confiabilidade de uma linha de distribuição depende diretamente de sua exposição a descargas atmosféricas. Para se determinar o nível de exposição da linha, o projetista precisa saber o número anual de descargas por unidade de área, por unidade de tempo. Esta densidade (*GFD*) pode ser obtida de várias maneiras, como a seguir:

a) A *GFD* pode ser estimada a partir de dados isoceráunicos usando a Equação 2.1.

$$N_g = 0,04T_d^{1,25} \quad [\text{Descargas /km}^2 \text{ / ano}] \quad (2.1)$$

onde

T_d = Número de dias de tempestade por ano – Nível Isoceráunico.

b) A *GFD* também pode ser obtida a partir de dados de horas de tempestade, como mostra a Equação 2.2.

$$N_g = 0,054T_H^{1,1} \quad (2.2)$$

T_H = Número de horas de tempestade por ano.

c) Finalmente, as médias estimadas de *GFD* também podem ser obtidas diretamente a partir de dados de redes de detecção de descargas ou contadores de descargas. Se forem disponíveis dados relacionados a um número suficiente de anos, essa estimativa tem a vantagem de identificar variações regionais.

As taxas de interrupções de fornecimento causadas por descargas atmosféricas variam consideravelmente de ano para ano. O desvio padrão histórico relacionado a medições anuais de ocorrências de descargas atmosféricas está numa faixa de 20% a 50% da média. As estimativas de *GFD* para regiões pequenas, como 10x10km apresentam um desvio padrão maior, que vai de 30% a 50% da média. Regiões maiores, como 500x500km tem um desvio padrão menor, que vai de 20% a 25% da média. Em áreas com níveis menores de ocorrências de descargas atmosféricas, o desvio padrão é maior.

Com tais valores de desvios padrão, são necessários muitos anos de dados para se estimar precisamente uma média. Isso se observa especialmente quando se usam dados de outras épocas para estimativas de taxas de interrupção de fornecimento de energia devido a falhas em linhas de distribuição causadas por descargas atmosféricas.

2.2 - PARÂMETROS DE CORRENTE DE DESCARGA - DISTRIBUIÇÕES DOS VALORES DE PICO DE CORRENTE DE DESCARGA

A partir do sumário de parâmetros apresentados pelo *CIGRÉ*, mostrados na Tabela 2.1, considerando a forma mostrada na Figura 2.2; para a descarga líder (Stepped Leader), a variação do pico de corrente – I_0 pode ser aproximada por uma Distribuição Log – Normal, onde os parâmetros considerados são os seguintes:

I_{10} - 10% do valor de pico da onda;

I_{30} - 30% do valor de pico da corrente;

I_{90} - 90% do valor de pico da corrente;

$T_{d10/90}$ - tempo entre I_{10} e I_{90} ;

$T_{d30/90}$ - tempo entre I_{30} e I_{90} ;

S_m - Máxima taxa de subida da onda – Maior valor de tangente;

S_{10} - taxa de subida em I_{10} ;

$S_{10/90}$ - taxa média de crescimento entre I_{10} e I_{90} ;

$S_{30/90}$ - taxa média de crescimento entre I_{30} e I_{90} ;

Q_1 - Carga do Impulso [C].

Tabela 2.1 – Parâmetros de corrente de descarga do CIGRÉ [1]

PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO LOG - NORMAL PARA DESCARGAS DESCENDENTES NEGATIVAS				
PARÂMETRO	PRIMEIRA DESCARGA		DESCARGA SUBSEQUENTE	
	MÉDIA	DESVIO PADRÃO LOGARÍTMICO	MÉDIA	DESVIO PADRÃO LOGARÍTMICO
Frente [μ s]	-	-	-	-
$Td_{10/90} = T_{10/90}/0,8$	5,63	0,576	0,75	0,921
$Tdd_{30/90} = T_{30/90}/0,6$	3,83	0,553	0,67	1,013
$T_m = IF/S_m$	1,28	0,611	0,308	0,708
Taxa de crescimento	-	-	-	-
S_m máximo	24,3	0,599	39,9	0,852
S_{10} , 10%	2,6	0,921	18,9	1,404
$S_{10/90}$, 10-90%	5	0,645	15,4	0,944
$S_{30/90}$, 30-90%	7,2	0,622	20,1	0,967
Crista da corrente	-	-	-	-
I_l , inicial	27,7	0,461	11,8	0,53
I_f , Final	31,1	0,484	12,3	0,53
Inicial / Final	0,9	0,23	0,9	0,207
Tempo de Calda, t_n , μ s	77,5	0,577	30,2	0,933
Carga, Q_1 , C	4,65	0,882	0,938	0,882
$\int I_2 dt$, (kA)2s	0,057	1,373	0,0055	1,366
Intervalo entre descargas	-	-	35	1,066

Para o manuseio da distribuição probabilística do pico de corrente de um modo mais simples, utiliza-se a Equação 2.3.

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (i_0 / 31)^{2,6}} \quad (2.3)$$

A Equação 2.3 mostra a probabilidade do pico de corrente I_0 ser maior que um determinado valor i_0 , em kA.

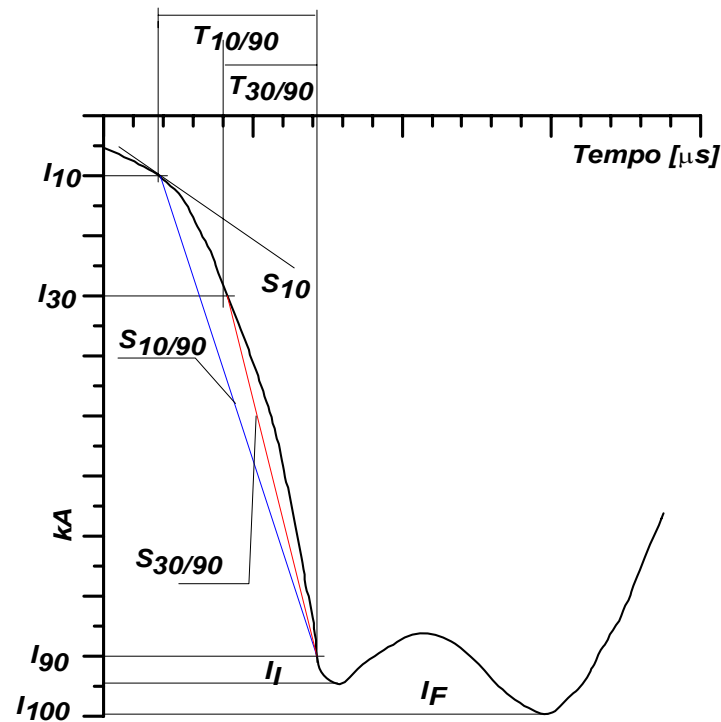


Figura 2.2 – Descrição dos parâmetros da forma de onda de descarga ^[1]

2.3 - DESEMPENHO DE LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Descargas podem ser responsáveis por várias causas de interrupção de fornecimento em circuitos de distribuição. As sobretensões podem ser causadas por:

- a) Descargas diretas;
- b) Tensões induzidas por descargas que atingem as redondezas da linha.

Descargas diretas em linhas de distribuição causam sobretensões que ultrapassam o isolamento na grande maioria dos casos. Por exemplo, uma descarga com amplitude de 10kA, considerada relativamente pequena, causa uma sobretensão de aproximadamente 2000 kV, o que está muito acima do nível de isolamento de uma linha de distribuição que opera em 69 kV. No entanto, observações feitas mostram que muitas das sobretensões ocorridas em linhas de baixo nível de isolamento são devidas a descargas que atingem a vizinhança da linha. A maioria das tensões induzidas em linhas por descargas que atingem suas proximidades é menor que 300kV. Prédios, árvores ou torres altas podem atrair descargas, portanto, a altura e a distância desses elementos em relação a uma determinada linha de distribuição influenciarão o desempenho desta linha.

2.3.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.3.1.1 ALTURA DA ESTRUTURA DA LINHA

Descargas atmosféricas podem ter um efeito bastante pronunciado na confiabilidade da linha de distribuição, especialmente se ela for mais elevada que o perfil do terreno onde se encontra. A taxa “ N ” de descargas coletadas pela linha, em terreno aberto (sem prédios, árvores ou torres altas), é estimada pela *Equação de Eriksson* [2].

$$N = N_g \cdot \left(\frac{28 \cdot h^{0,6} + b}{10} \right) \quad (2.4)$$

onde

h = Altura da linha;

b = Largura da estrutura da linha;

N_g = Densidade de descargas da região (descargas/ km²/ ano);

N = Número de descargas atmosféricas coletadas pela linha.

Para a maioria das linhas de distribuição, o parâmetro “ b ” é desprezível. Da Equação 2.4, se a altura da linha aumenta de 20%, a taxa “ N ” de descargas aumenta em cerca de 12 %. A linha de distribuição coleta muito mais descargas que o que seria previsto pelo modelo “ $4 \times H$ ”, que foi usado por muitos anos. No modelo “ $4 \times H$ ”, o número de descargas coletadas pela linha de distribuição é estimado por uma largura de duas vezes a altura da linha em ambos os lados da linha.

A exposição das linhas de distribuição a descargas depende do terreno onde ela se situa. Estruturas localizadas ao longo do topo de montanhas ou montes são alvos melhores para o impacto de descargas atmosféricas do que aquelas protegidas por características naturais do terreno.

2.3.1.2 PROTEÇÃO POR ESTRUTURAS OU ÁRVORES VIZINHAS

Árvores e prédios podem interceptar muitas descargas que de outro modo atingiriam a linha. O Fator de Blindagem – S_F é definido como um valor entre 0 a 1 que indica quanto da linha está sendo protegida por estruturas elevadas ou árvores. O valor 0 significa que a linha está em terreno aberto. O valor 1 significa que ela está completamente protegida contra descargas diretas. Logo, o número de descargas à linha é calculado pela Equação 2.5.

$$N_S = N(1 - S_F) \quad (2.5)$$

N_S – número de descargas coletadas pela linha.

N – número de descargas coletadas pela linha, sem considerar as presenças de objetos nas proximidades da linha.

S_F – fator de proteção, que leva em consideração as alturas e distâncias de objetos nas proximidades da linha.

A Figura 2.3 mostra uma aproximação para o fator de blindagem – S_F oferecidos por objetos de várias alturas em relação uma linha de distribuição de 10m. Assume-se que os objetos estão alinhados, paralelamente à linha de distribuição. Isso pode, por exemplo, representar árvores ou prédios paralelos à linha de distribuição.

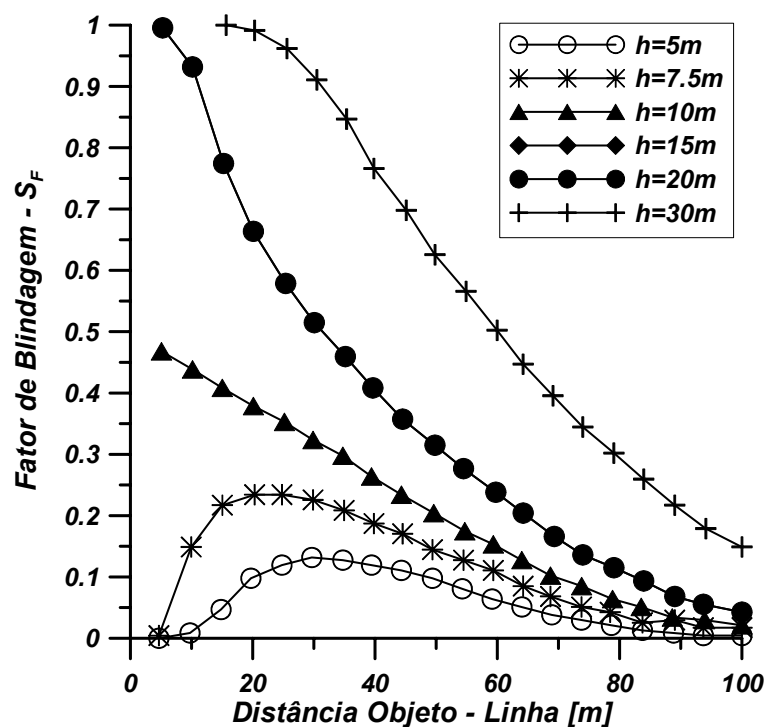


Figura 2.3 – Fatores de proteção devidos a objetos de várias alturas nas redondezas de uma linha de distribuição de 10m de altura.

A Figura 2.3 também pode ser usada para objetos presentes em ambos os lados da linha de distribuição. Nesses casos, os fatores de proteção dos lados são somados (se a soma resultar maior que 1, o valor 1 é assumido). Como exemplo, seja uma linha aérea de 10m de altura, com o seguinte conjunto de prédios em cada lado.

a) Conjunto de prédios de 7,5 m de altura, a 30 m para o lado esquerdo da linha – $S_{f-Esq.} = 0,23$;

b) Conjunto de prédios de 15 m de altura, a 40 m ao lado direito da linha – $S_F - Dir. = 0,4$.

Caso o GFD seja de 1 [descarga/ km²/ ano], o número de descargas diretas que atingem a linha de distribuição, segundo a Equação 2.4 é de 11,15 [descargas/ 100 km/ ano]. Devido a presença dos prédios, o número de descargas diretas é reduzido, conforme mostra a Equação 2.6:

$$N_S = N[1 - (S_{F-Esq.} + S_{F-Dir})]$$

$$N_S = 11,15[1 - (0,23 + 0,4)] \quad (2.6)$$

$$N_S = 4,12 \quad \text{[descargas/ 100 km/ ano].}$$

Deste modo, ocorrem descargas diretas à linha mesmo com a influência dos prédios. A menos que a linha de distribuição seja protegida com um cabo guarda ou pára-raios, todas as descargas diretas resultam em falhas, e este fato, independe do nível de isolamento, espaçamento entre condutores ou aterramento. Portanto, para se estimar o número de falhas causadas por descargas diretas é recomendado usar a Equação 2.4 para linhas de distribuição em terreno aberto, ou as Equações 2.4 e 2.5 para linhas parcialmente protegidas.

De acordo com Rusk [3], a maior tensão que pode ser induzida – U_{MAX} [kV] em uma linha, no ponto mais próximo do impacto da descarga pode ser estimada pela Equação 2.7.

$$U_{Max} = 38.8 \frac{I_0 h_a}{y} \quad (2.7)$$

onde

- I_0 = Pico da corrente de descarga [kA];
- h_a = Altura média da linha em relação ao solo [metros];
- y = Menor distância entre a linha e o ponto de impacto [metros].

A Equação 2.7 é usada considerando-se a linha monofásica de comprimento infinito e solo com condutividade ideal. Um cabo guarda ou neutro isolado reduz a tensão ao longo do isolamento por um fator que depende do aterramento e da proximidade do condutor aterrado em relação às fases. Este fator varia tipicamente de 0,6 a 0,9.

A freqüência de ocorrência de falhas por tensão induzida pode aumentar bastante para linhas com baixo nível de isolamento. A Figura 2.4 mostra a freqüência de falhas devido a sobretensões induzidas em função da tensão disruptiva crítica – CFO (*Critical Flash Over*) - da linha. A Figura 2.4 mostra resultados para duas configurações de aterramento. O circuito não aterrado não tem um neutro aterrado ou um cabo-guarda sobre a linha. O circuito aterrado apresenta um cabo guarda ou neutro aterrado ao longo da linha. O circuito aterrado apresenta um número menor de falhas para um mesmo CFO que o circuito não aterrado, pelo fato do

cabo guarda ou neutro aterrado aliviar a sobretensão ao longo do isolamento. O circuito não aterrado e o circuito aterrado com um neutro ou um cabo-guarda tendem a ter uma tensão disruptiva crítica – CFO fase-solo maior que um circuito multi-aterrado equivalente devido à ausência do neutro. Os valores são normalizados para 1 [descarga/ km²/ ano] e linhas de distribuição de 10 m de altura.

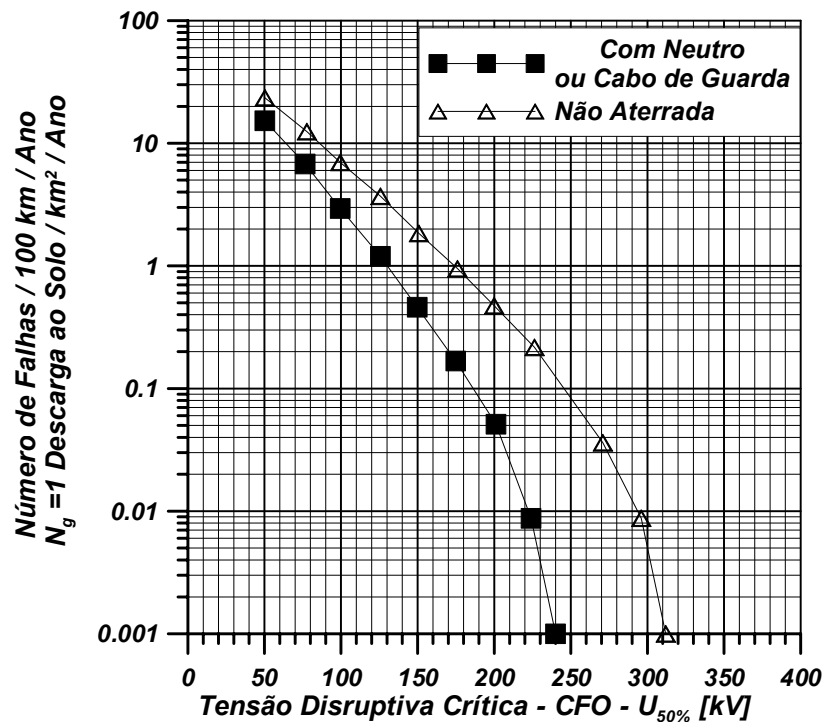


Figura 2.4 – Número de falhas por sobretensões induzidas em função do nível de isolamento de uma linha de distribuição

Os resultados mostrados na Figura 2.4 são para uma linha de distribuição em terreno aberto, sem árvores ou estruturas na sua vizinhança. O número de falhas por sobretensões induzidas é afetado pela presença de objetos como estes nas redondezas da linha, que podem proteger a linha contra descargas diretas, mas aumentam o número de falhas por sobretensões induzidas, por aumentar o número de descargas indiretas, ou seja, para os sistemas de distribuição, descargas que atingem a vizinhança da linha.

Como referência, uma linha de 10 m de altura em terreno aberto, com GFD de 1 [descarga/km²/ano] apresenta, aproximadamente, 11 [descargas/ 100 km/ ano], usando-se a Equação 2.4. Em terreno aberto, as tensões induzidas constituem-se em um problema apenas para linhas com nível de isolamento reduzido. O número de falhas por sobretensões induzidas é maior que o número de sobretensões por descarga direta, em um circuito não aterrado e, conforme mostrado na Figura 2.4, apenas para linhas com CFO inferior a 75 kV. Para linhas que se localizam em áreas onde há árvores ou estruturas, as sobretensões induzidas preocupam mais que as causadas por descargas diretas. Considera-se que para linhas com CFO maior que 300 kV, que todos os efeitos nocivos devido às sobretensões induzidas são

inexistentes. Conforme mostra a Figura 2.4, uma linha com *CFO* superior a 300 kV apresenta poucas falhas devido a sobretensões induzidas.

Outro fator a se considerar é que a maioria das linhas de distribuição possui transformadores de distribuição protegidos por pára-raios, que também impõem certa redução na amplitude das sobretensões induzidas. Entretanto, esta redução pode ser pequena em regiões rurais ou suburbanas.

2.4 - NÍVEL DE ISOLAMENTO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os passos a seguir, têm por objetivo fornecer subsídios para otimizar a capacidade de isolamento das linhas de distribuição aéreas frente à de descargas atmosféricas. Dentro deste contexto, deve-se sempre ter em mente que a maioria das construções de linhas aéreas utiliza mais de um tipo de material isolante para proteção contra descargas.

Os componentes isolantes mais utilizados nas linhas de distribuição aéreas são: a porcelana, ar, madeira, polímeros e fibra de vidro. Cada elemento tem sua própria rigidez dielétrica. Quando materiais isolantes são utilizados em série, como no presente caso, o nível de isolamento resultante não é a soma dos níveis associados com os componentes individuais, mas algo menor que este valor.

Os seguintes fatores alteram os níveis de isolamento e, por conseguinte, dificultam a obtenção de estimativas para o valor da tensão disruptiva das linhas de distribuição:

- a) *Condições atmosféricas incluindo a densidade do ar, umidade, índice pluviométrico e a contaminação da atmosfera;*
- b) *Polaridade e taxa de aumento da tensão;*
- c) *Fatores físicos tais como formato do isolante, formato das partes metálicas de fixação e a configuração do isolador (Montado verticalmente, horizontalmente, o sob um determinado angulo).*

Se a madeira estiver no caminho da descarga, o efeito da descarga na rigidez dielétrica pode ser variável, dependendo primariamente da mistura encontrada na superfície da madeira. A rigidez dielétrica depende em um menor grau das dimensões físicas da madeira. Portanto, para realizar uma correta avaliação da suportabilidade do isolamento, é necessário possuir uma maior familiarização com o *NBI - Nível Básico de Isolamento* – de uma dada combinação de materiais isolantes. Logo, os resultados da análise que se segue são dados em termos do *CFO* destas combinações. O *CFO* é definido como o nível de tensão em que há 50% de chance de ocorrer descarga e 50% de chance de suportabilidade. Este é um valor passível de definição em laboratório. Caso seja assumida uma *Distribuição Gaussiana*, ou ainda na

Forma de Weibull Simétrica, para os dados de descarga, qualquer probabilidade específica de suportabilidade pode ser calculada a partir do valor do *CFO* e de seu desvio padrão.

A partir da disponibilidade de dados de laboratório foi possível estudar vários métodos e procedimentos para determinar o valor esperado de *CFO* de uma dada combinação série de componentes isolantes. No entanto, o método da “*Rigidez Dielétrica Adicional*” aparenta ser o mais adequado. Este método foi desenvolvido a partir de um procedimento similar utilizado anteriormente no projeto de linhas de transmissão, mas seu uso tem sido expandido para a avaliação de componentes isolantes múltiplos utilizados na construção de linhas de distribuição. Como proposto, o procedimento utiliza o *CFO* do principal elemento de isolamento ao qual são acrescidos os aumentos de *CFO* oferecidos pelos componentes adicionais. Neste caso, é necessário ter sempre em mente que o valor adicional de rigidez é sempre inferior ao que o componente adicionado possui individualmente.

2.4.1 TENSÃO DISRUPTIVA CRÍTICA – CFO DO ISOLAMENTO COMBINADO

Desde o início da indústria de energia elétrica, engenheiros eletricitas têm construído linhas de distribuição utilizando cruzetas e postes de madeira em série com isolamento em porcelana, ou ainda vidro, para aumentar a suportabilidade sob impulsos atmosféricos do isolamento das linhas de distribuição. Na década de 30, vários artigos apresentaram resultados obtidos quando os isoladores foram testados em conjunto com a madeira. A questão que surgiu foi em quanto aumentou a tensão de isolamento do conjunto em relação ao isolamento primário (Isoladores). Uma resposta parcial veio de pesquisas em vários laboratórios, e alguns resultados foram publicados nos anos 40 e 50. Um resumo geral foi apresentado em 1950, e um relatório estendido foi apresentado em 1956. Entretanto, estes resultados são aplicados na sua maioria em linhas de transmissão e não em construção de linhas de distribuição. Nas linhas aéreas de distribuição, o ponto que apresenta a menor rigidez dielétrica se encontra na estrutura, ou seja, no poste, e não entre condutores.

As pesquisas sobre combinações múltiplas de dielétricos aplicados em sistemas de potência continuam e têm por objetivo analisar o desempenho das linhas de transmissão e distribuição e os níveis de suportabilidade da madeira sujeita aos impulsos atmosféricos, chaveamento e impulsos de frente muito rápidos. Recentemente, isoladores poliméricos e cruzetas de fibra de vidro foram introduzidos nas linhas de distribuição.

2.4.2 DETERMINANDO O CFO DE ESTRUTURAS COM ELEMENTOS ISOLANTES EM SÉRIE

Os estudos realizados indicam que 1 metro de madeira ou de fibra de vidro adiciona aproximadamente de 330 a 500 kV à suportabilidade sob impulso atmosférico do sistema principal de isolamento. Para comprimentos superiores a suportabilidade sob impulso do

isolamento é considerada como determinada principalmente pelo desempenho da cruzeta de madeira ou fibra de vidro. No entanto, com base em resultados de ensaios realizados no *Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá*, é possível afirmar que existem dúvidas sobre esta consideração. Usualmente, considera-se que o isolamento frente tensões em frequência industrial é fornecido somente pelos isoladores. Portanto, nestes casos, as cruzetas de madeira ou de fibra de vidro são consideradas somente como um isolamento adicional frente tensões impulsivas.

Quando o caminho do impulso para o solo inclui além das cruzetas de madeira ou de fibra de vidro dois ou mais diferentes tipos de sistemas de isolamento em série, o *CFO* da combinação não é a soma dos valores individuais de *CFO*. Isto se deve ao fato que estes valores são controlados por um número de diferentes fatores que, por sua vez, requerem análises individuais. É necessário ter em mente que é quase impossível definir valores padrão para a suportabilidade dielétrica combinada uma vez que existem várias combinações e diferentes configurações em uso.

No entanto, o *Método do CFO Adicional Estendido* pode ser utilizado para estimar o *CFO Total* de uma estrutura de distribuição através da:

a) *Determinação da contribuição de cada elemento isolante adicional ao CFO da combinação;*

b) *Estimativa do CFO total da combinação a partir do CFO de cada componente do isolamento.*

Isto deve ser feito com base em tabelas ou curvas contendo dados experimentais, e a partir desses dados, deve-se relacionar o efeito de um sistema ou material isolante adicionado ao outro. Este procedimento se baseia nas características do isolamento principal e em um conjunto adicional de dados compostos como, por exemplo, a *Tensão Disruptiva Crítica – CFO* adicionada por um componente específico.

Nas configurações onde dois componentes estão envolvidos, o *CFO* da combinação é muito inferior do que a soma das tensões disruptivas críticas individuais. Nestes casos, o isolador é considerado como responsável pelo isolamento primário ou básico. Deste modo, o *CFO* para as configurações compostas por dois componentes é calculado como o *CFO* do componente básico mais o *CFO* adicionado pelo segundo componente.

A tensão disruptiva crítica total CFO_T para um arranjo com dois componentes isolantes em série é calculada segundo a Equação 2.8:

$$CFO_T = CFO_{I-P} + CFO_{A-S} \quad (2.8)$$

Onde

$CFO_{I-P} = CFO$ do componente primário ou básico;

$CFO_{A-S} = CFO$ adicional pela presença do segundo componente.

Já a tensão disruptiva crítica total CFO_T para um arranjo com três ou mais componentes isolantes em série é calculada segundo a Equação 2.9:

$$CFO_T = CFO_{I-P} + CFO_{A-S} + CFO_{A-T} + \dots + CFO_{A-N} \quad (2.9)$$

Onde

$CFO_{A-T} = CFO$ adicional pela presença do terceiro componente;

$CFO_{A-S} = CFO$ adicional pela presença do n-ésimo componente.

Os valores mais utilizados de CFO primário e adicional são mostrados nas Tabelas 2.2 a 2.4.

Tabela 2.2 – CFO do Isolamento Primário – CFOI-P

ISOLADORES		[kV]
PINO	TIPO	
	ANSI 55-4	105
	ANSI 55-5	120
	ANSI 55-6	140
CADEIA DE SUSPENSÃO	1 Isolador – 10.2 cm – 4 “	75
	2 Isoladores – 10.2 cm – 4 “	165
	3 Isoladores – 10.2 cm – 4 “	250
ISOLAMENTO		[kV/m]
AR		600
POSTE DE MADEIRA		330
CRUZETA DE MADEIRA		360
SENSOR DE FIBRA DE VIDRO		500

Tabela 2.3 – CFO Adicional Fornecido por um Segundo Componente – CFOA-S

SEGUNDO COMPONENTE	TENDO COMO COMPONENTE PRINCIPAL	kV/m
CRUZETA DE MADEIRA	<i>Isolador vertical tipo pino</i>	250
CRUZETA DE MADEIRA	<i>Isolador vertical de suspensão</i>	160
CRUZETA DE MADEIRA	<i>Isolador horizontal de suspensão</i>	295
POSTE DE MADEIRA	<i>Isolador vertical tipo pino</i>	235
POSTE DE MADEIRA	<i>Isolador de suspensão</i>	90
CRUZETA DE FIBRA DE VIDRO	<i>Isolador</i>	250
TENSOR DE FIBRA DE VIDRO	<i>Isolador</i>	315

Tabela 2.4 – CFO Adicional Fornecido por um Terceiro Componente – CFOA-T

	kV/m
POSTE DE MADEIRA	65
TENSOR DE FIBRA DE VIDRO	200

NOTAS:

- 1- Todos os valores de Tensão Disruptiva Crítica – CFO são relativos à condição sob chuva
- 2- Os valores são os mínimos entre as polaridades positiva e negativa
- 3- Os dados isoladores são mostrados apenas como exemplo. Para obter valores mais exatos é conveniente pesquisar nos catálogos.

Os valores dados nas tabelas são relativos a condições sob chuva, que são as recomendadas para uma estimativa do valor do CFO. Normalmente, os valores de CFO, obtidos dos fabricantes ou de laboratórios, são relativos a condições secas. Para obter o valor de CFO sob chuva, é recomendado multiplicar os valores de CFO sob condições secas por 0,8. Isso se deve ao fato de que, em geral, os valores de CFO sob chuva se encontram entre 0,7 e 0,9 dos valores de CFO para condições secas.

De forma alternativa, para componentes que não se encontram na Tabela 2.3 ou na Tabela 2.4, pode-se estimar o valor total da CFO_T – tensão disruptiva crítica reduzindo-se, conforme mostram as Equações 2.10 e 2.11, os valores a ser adicionados pelos segundo ou terceiro componentes isolantes.

$$CFO_{A-S} = 0.45CFO_{I-P} \quad (2.10)$$

$$CFO_{A-T} = 0.20CFO_{I-P} \quad (2.11)$$

Ao se utilizar o Método do CFO Adicional Estendido e das tabelas apresentadas neste texto obtém-se respostas dentro de uma margem de $\pm 20\%$ de erro. Estimativas mais exatas são obtidas somente a partir dos seguintes procedimentos:

- Realizar ensaios de impulso em estruturas sob chuva, uma vez que este é o método que fornece os resultados mais exatos;

- Realizar ensaios de impulso sob condições secas, e multiplicar os valores obtidos por 0,8 para estimar os valores de CFO sob chuva;

- Utilizar valores mais detalhados para as componentes do CFO conforme mostrado por IEEE, Grzybowski & Rachidi – [4, 5 & 6];

- Utilizar como referência os resultados de ensaios de impulso em outras estruturas de distribuição conforme mostrado por Dulzon e Rachidi – [7, 8 & 9].

2.4.3 CONSIDERAÇÕES PRÁTICAS

A presença de equipamentos e ferragens de amarração e suporte nas estruturas de distribuição pode reduzir severamente o valor da CFO. Estas estruturas – “elos fracos” podem aumentar em muito a quantidade de falhas devido tensões induzidas. Várias situações são descritas abaixo.

Estais: A presença de estais pode ser um fator bastante importante na redução do valor de CFO das estruturas. Por uma questão de desempenho mecânico, os estais se encontram próximos do topo dos postes, geralmente próximos ao isolamento principal. Uma vez que os estais fornecem um caminho para o solo, a sua presença atua no sentido de reduzir CFO da configuração. De modo a contornar este inconveniente são utilizados isoladores de porcelana, denominados “Isoladores de Castanha” que funcionam sobre tração nos estais. A aplicação destes isoladores aos estais oferece um valor muito reduzido de incremento ao isolamento (geralmente menos de 30kV do CFO). De modo alternativo, pode se fazer uso de isoladores de fibra de vidro para prover um incremento na suportabilidade do isolamento. Conforme se observa na literatura técnica um isolador de fibra de vidro com 50 cm de comprimento possui um CFO de aproximadamente 250 kV.

Chaves Fusíveis: Uma montagem que possua chaves fusíveis é um bom exemplo de como um equipamento desprotegido pode diminuir o CFO de uma fase. As chaves fusíveis para os sistemas de Classe 15 kV possuem um NBI da ordem de 95 kV. Dependendo de como a chave é montada pode ocorrer uma redução do CFO da estrutura inteira para aproximadamente 95 kV (Aproximadamente porque o NBI de qualquer sistema de isolamento é sempre menor do que o CFO do sistema). Em postes de madeira, o problema imposto pelas chaves fusíveis pode ser contornado, instalando-se a chave de modo que o seu suporte de fixação seja montado no poste longe de qualquer condutor aterrado (estais condutores aterrados e de neutro). Isto é também uma preocupação para chaves e qualquer outro equipamento que não seja protegido por pára-raios.

Altura do condutor de neutro: Em uma dada estrutura, a altura do condutor de neutro varia dependendo do equipamento ao qual ele se encontra conectado. Em postes de madeira, quanto mais próximo o condutor de neutro estiver dos condutores das fases, menor é o CFO.

Suporte e estruturas condutoras: O uso do concreto e de estruturas de aço em linhas de distribuição aéreas está aumentando, isto atua no sentido de diminuir o valor do CFO. Cruzetas e ferragens metálicas também estão sendo utilizadas em postes de madeira. Caso a ferragem seja aterrada, o efeito pode ser o mesmo que existe em uma estrutura completamente metálica. Nestas estruturas, o CFO total é determinado somente pelo isolador, deste modo, isoladores com alto CFO devem ser utilizados para compensar a perda de isolamento da madeira. Obviamente, esta troca deve ser feita considerando o desempenho frente a impulsos e outras considerações tais como projeto mecânico e econômico. É importante notar que trocas existem. O projetista deve estar atento aos efeitos negativos que as ferragens metálicas podem ter no desempenho frente ao impulso, e tentar diminuir estes efeitos.

Circuitos múltiplos: Circuitos múltiplos em um poste freqüentemente causam a redução de isolamento. Distâncias de fase reduzidas e menos madeira em série usualmente diminuem os níveis de isolamento. Isto é especialmente verdadeiro para circuitos de distribuição construídos por baixo de circuitos de transmissão em postes de madeira. Circuitos de transmissão freqüentemente possuem pelo menos um cabo de guarda. A presença de cabos aterrados pode causar diminuição do nível de isolamento. Este efeito pode ser reduzido afastando-se os cabos aterrados dos postes com espaçadores de fibra de vidro.

Sistemas compactos – Spacers: Sistemas compactos – Spacers são circuitos com espaçamento entre fases e entre fase e neutro muito reduzidos. Cabos cobertos e espaçadores (15-40 cm) presos a um cabo mensageiro fornecem suporte e capacidade de isolamento. A configuração compacta possui um valor de CFO fixo geralmente na faixa de 150 - 200 kV. Por causa do seu baixo nível de isolamento, seu desempenho frente a impulsos pode ser mais baixo do que a configuração tradicional em ar.

Há muito pouco para se fazer para aumentar o CFO de uma configuração compacta. O projeto das configurações compactas tem a vantagem de que o cabo mensageiro atua com o cabo de blindagem. Isto pode reduzir os efeitos oriundos das descargas diretas. No entanto, em função do baixo nível de isolamento, devem ocorrer Descargas de Retorno. Melhorias no aterramento resultam em melhor desempenho frente a impulsos.

Centelhadores e aterramento dos isoladores: O aterramento das bases ou pinos dos isoladores tem por objetivo prevenir danos causados pelas descargas atmosféricas em

postes e cruzetas de madeira, ou ainda para impedir a queima do topo do poste. Dentro deste contexto, os centelhadores também são utilizados para prevenir danos causados nas partes de madeira. No entanto, em algumas instalações, os centelhadores também são utilizados no lugar de pára-raios para a proteção de equipamentos.

Os centelhadores e o aterramento dos isoladores reduzem muito o *CFO* da estrutura. Se possível, centelhadores, aterramento dos isoladores e sistemas ou dispositivos para a proteção dos postes não devem ser utilizados para prevenir os danos na madeira.

2.4.4 CAPACIDADE DE EXTIÇÃO DE ARCO DA MADEIRA

Os postes e as cruzetas de madeira têm mostrado capacidade de extinção de arcos causados por raios e, deste modo, impedir a formação de faltas permanentes em frequência industrial.

A capacidade de extinção de arco da madeira é função da tensão instantânea em frequência industrial através do arco no instante da descarga. Se a tensão está próxima do cruzamento pelo zero, o arco tem maior probabilidade de se extinguir sem causar uma falta. Deste modo, caso a tensão nominal ao longo da cruzeta seja mantida abaixo de um determinado nível, a chance de se desenvolver faltas permanentes pode ser muito reduzida.

No entanto, caso ocorram descargas múltiplas, a extinção do arco é menos provável, conforme mostra a Figura 2.5. A maioria das linhas de distribuição é submetida a descargas múltiplas devido a impactos diretos. Em estruturas que apresentam um gradiente de tensão, em frequência industrial através da madeira, maior que 10 kV/m , a capacidade de extinção do arco oferecida pela madeira pode não resultar em ganhos significativos. Uma linha de $13,2 \text{ kV}$ que apresenta $0,5 \text{ metros}$ de madeira entre o isolador da fase e o cabo de neutro tem um gradiente de tensão em frequência industrial aplicado através da madeira de $13,2 \text{ kV}/(0,50 \times 1.732) = 15,2 \text{ kV/m}$. Para este nível de tensão, se existir espaçamentos de 1 metro de madeira entre todos os cabos de fase e os objetos aterrados no poste, a capacidade de extinção de arco da madeira pode se tornar um fator significativo. Isto pode ser obtido nos circuitos que possuem elevados níveis de isolamento e, portanto, grandes distâncias de madeira. No entanto, de modo geral e de forma conservativa assume-se que todas as descargas resultem em faltas.

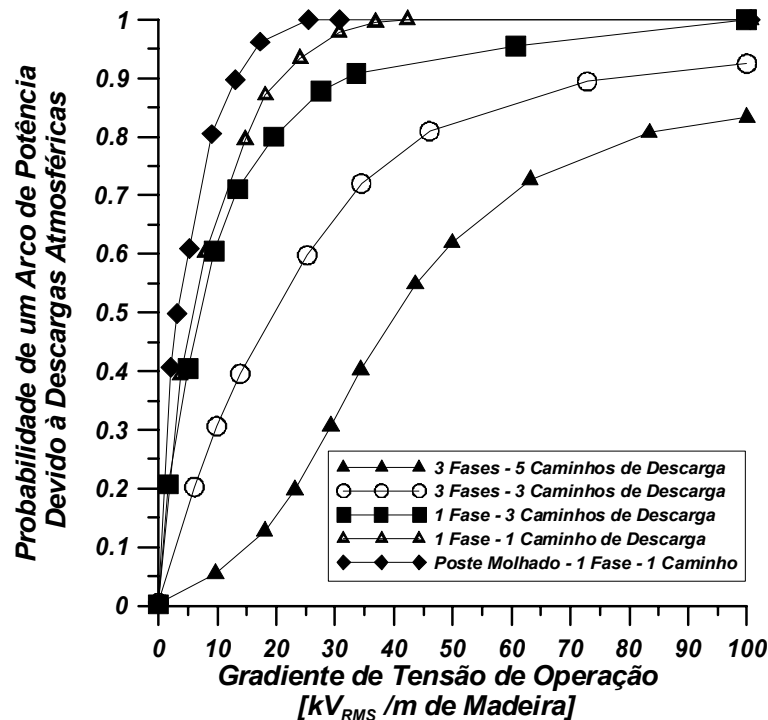


Figura 2.5 – Probabilidade de Arco de Potência Causado por uma Descarga Atmosférica em uma Cruzeta de Madeira Molhada

2.4.5 DANOS NAS PARTES EM MADEIRA POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

A experiência em serviço indica que danos em postes ou cruzetas causadas pelas descargas atmosféricas são eventos relativamente raros. Apesar disto, em áreas com altas taxas de incidência de descargas isto pode se converter, sob certas condições, em um problema de grande interesse. A probabilidade de danos devido a descargas atmosféricas depende de muitos fatores, especialmente do conteúdo de umidade e do grau de envelhecimento da madeira. Dano e fragmentação ocorrem quando o processo de ruptura dielétrica é interno à madeira. Quando se utiliza em sistemas elétricos de madeira verde, é mais provável a ocorrência de um processo de ruptura interna.

Caso os dados históricos mostrem que o dano da madeira é um problema, a madeira deve ser protegida pelo aterramento dos isoladores. No entanto, isto impede o uso da capacidade de isolamento da madeira. Uma melhor solução pode ser usar eletrodos de superfície dispostos próximos aos isoladores de pino. Estes podem ser na forma de anéis condutores, abraçadeiras, ou outras peças metálicas colocadas junto aos isoladores de caminho mais provável para a descarga o que favorece a ruptura dielétrica perto da superfície ao invés de internamente.

As medidas preventivas para evitar danos causados à madeira por descargas atmosféricas também reduzem o risco de carbonização nas vizinhanças do topo do poste. A carbonização no topo do poste é resultado dos arcos de corrente de fuga entre as partes

metálicas e a madeira. A instalação de eletrodos superficiais, utilizando abraçadeiras ou condutores, fornece um caminho condutor alternativo nos locais mais prováveis de ocorrerem contatos fracos de madeira e metal. Esta é uma solução preferencial ao aterramento dos isoladores.

2.5 - PROTEÇÃO DE LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DE CABOS GUARDA

Os Cabos de Guarda são condutores aterrados localizados acima dos condutores de fase para interceptar descargas atmosféricas que de outra maneira atingiriam diretamente as fases. A corrente da descarga é desviada para a terra através de um condutor de aterramento. Para ser eficiente, o Cabo Guarda necessita ser aterrado em todos os postes.

A corrente do surto fluindo através da impedância de terra do poste causa um aumento no potencial, o que resulta em uma elevada diferença de tensão entre o condutor aterramento e os condutores de fase. Essa diferença de tensão pode causar uma descarga de retorno através do isolamento entre condutor de aterramento e um dos condutores de fase.

A descarga de retorno é uma restrição substancial para a eficácia de cabo guarda em linhas de distribuição. Os cabos de guarda podem fornecer proteção efetiva somente se:

a) *Forem utilizadas práticas adequadas de projeto de isolamento para fornecer um CFO suficiente entre o condutor de aterramento e os condutores de fase.*

b) *Forem obtidas baixas resistências de aterramento do poste.*

A Figura 2.4 pode ser usada para estimar o número de falhas por descargas induzidas para um projeto de linha de distribuição com cabos de guarda. Para circuitos de distribuição a três fios, a inclusão de um cabo guarda reduz o número de falhas devido a descargas induzidas. Uma vez que os cabos de guarda são aterrados ocorre uma redução das tensões nos condutores de fase através do acoplamento capacitivo. Embora isto possa reduzir o valor do CFO, quanto maior a proximidade entre os cabos de fase os cabos de guarda, melhor é o acoplamento e menores são as tensões induzidas. A presença de um fio condutor aterrado abaixo dos condutores de fase apresenta, aproximadamente, o mesmo efeito de um cabo guarda aéreo.

Em um circuito de quatro fios, sistema multi-aterrado, substituir o fio neutro localizado abaixo por um cabo guarda aéreo não reduz o número de falhas por descargas induzidas. Entretanto, a existência de cabos de guarda e neutro, de alguma maneira, melhora o desempenho das linhas de distribuição.

O custo da inclusão de um cabo guarda em um projeto de linha de distribuição pode ser substancial. Além do custo dos condutores, aterramento dos postes, e isolamento adicional,

a altura dos postes deve ser maior para sustentar o cabo guarda uma vez que é necessário prover um ângulo de proteção adequado entre o cabo guarda e os condutores de fase mais externos. O fato de estruturas mais altas atraírem mais descargas diretas pode ligeiramente afetar a redução da taxa de descargas obtida com a proteção oferecida pelos cabos de guarda. Apesar do custo e das dificuldades de projeto os cabos de guarda têm sido utilizados por algumas concessionárias com grande sucesso.

2.5.1 ÂNGULO DE BLINDAGEM

Para assegurar que todas as descargas atmosféricas terminem no cabo guarda em vez dos condutores de fase é recomendado utilizar, como mostra na Figura 2.6 um ângulo de blindagem de 45° ou menos. Isto é válido somente para linhas com altura inferior a *15 metros* de altura com condutores afastados de *2 metros*. Linhas mais altas requerem ângulos de blindagem inferiores [8].

2.5.2 REQUISITOS DE ISOLAMENTO

A eficácia dos cabos de guarda em linhas de distribuição depende muito do nível de isolamento entre o condutor de aterramento e os condutores de fase. Caso a conexão à terra esteja em contato com o poste em toda sua altura é difícil prover o nível de isolamento adequado. Em um poste de madeira, geralmente é necessário isolar a conexão à terra do poste na vizinhança dos isoladores de fase e cruzetas. Isto pode ser feito com hastes de fibra de vidro, ou isoladores montados horizontalmente no poste para manter uma distância entre *30 – 60 cm* do poste. O *CFO* da conexão para terra para a fase mais próxima é o valor mais importante entre os vários trajetos de isolamento. Também se deve atentar para a necessidade de isolamento dos estais para se obter o valor necessário de *CFO*.

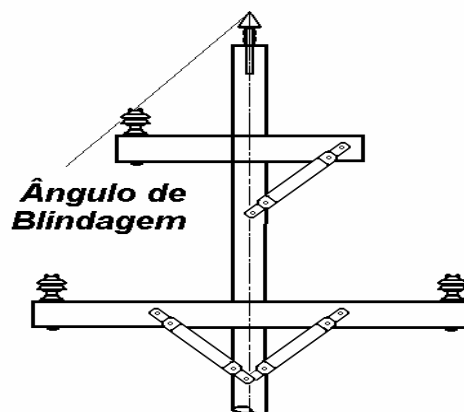


Figura 2.6 – Ângulo de Blindagem de um Cabo de Guarda

Valores de *CFO* entre de *250 – 300 kV* são necessários para se ter uma aplicação eficaz dos cabos de guarda. Utilizando-se de isoladores de suporte para o condutor de aterramento não é difícil conseguir este nível de isolamento para as linhas de distribuição.

2.5.3 EFEITOS DOS NÍVEIS DE ATERRAMENTO E ISOLAMENTO

A eficácia do cabo guarda é altamente dependente do aterramento. Para um projeto de cabo guarda ser eficiente, caso a *CFO* da linha seja menor que 200 kV , as resistências de terra devem ser inferiores a $10\ \Omega$. Se atenção é dada ao nível de isolamento e o *CFO* fica entre $300 - 350\text{ kV}$, uma resistência de terra de $40\ \Omega$ fornece um desempenho similar. Para ser eficaz, o cabo guarda deveria ser aterrado em todo poste. A Figura 2.7 mostra o desempenho e o efeito do aterramento para descargas diretas com um exemplo de simulação computacional do efeito dos cabos guarda para linhas com *CFO* de 175 kV e 350 kV .

Linhas de distribuição construídas sob estruturas de transmissão podem ser especialmente susceptíveis a descargas de retorno. Estruturas elevadas e faixas de passagem mais amplas atraem um maior número de descargas diretas para as estruturas. Deve ser tomado cuidado para se manter um elevado nível de isolamento de modo a, naturalmente, evitar altas taxas de falha dielétrica.

2.5.4 CABO GUARDA E PÁRA-RAIOS

Para virtualmente eliminar todas as falhas dielétricas pode-se utilizar pára-raios em todo poste e em todas as fases em conjunto com um cabo guarda. Os pára-raios protegem o sistema contra descargas de retorno. O cabo guarda desvia a maior parte da corrente para a terra, assim os pára-raios não ficam sujeitos a valores de energia absorvida elevados. A utilização de pára-raios faz com que os projetos dos cabos guarda sejam menos dependentes do nível de isolamento e das condições de aterramento.

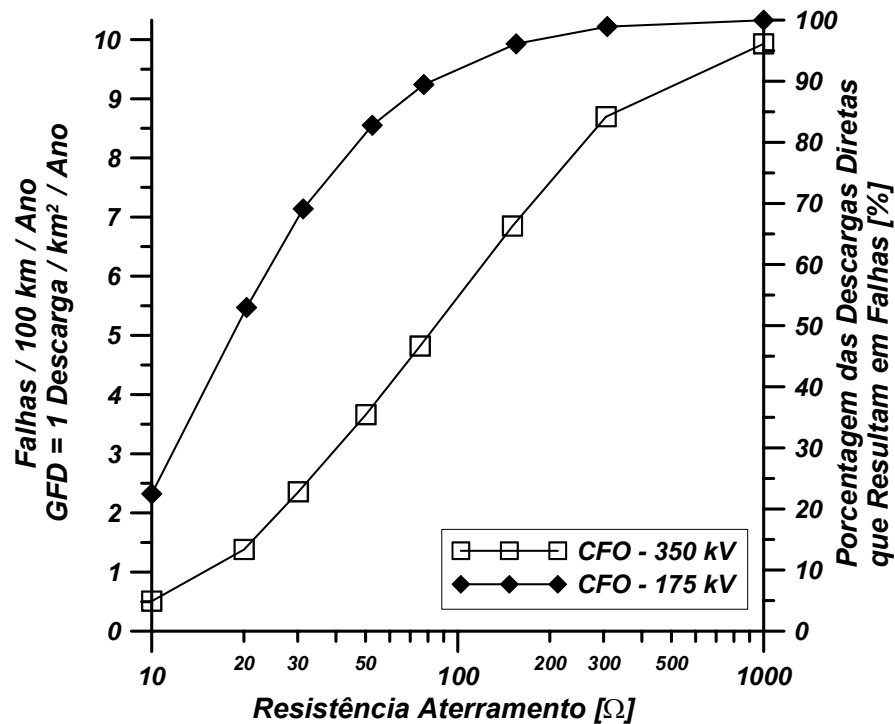


Figura 2.7 – Efeito da Resistência de Aterramento no Desempenho dos Cabos Guarda, Descargas Diretas.

2.6 - PROTEÇÃO DE LINHAS COM PÁRA-RAIOS

Pára-raios de distribuição são utilizados freqüentemente para proteger o isolamento de equipamentos, tais como transformadores e reguladores. Estes pára-raios funcionam como uma alta impedância sob tensão nominal de operação e como uma baixa impedância durante a condição de surto de tensão. Os pára-raios conduzem a corrente ao solo enquanto limitam a solicitação de tensão imposta ao equipamento protegido ao valor da tensão residual do pára-raios acrescida à queda de tensão indutiva, desenvolvida pela corrente da descarga no condutor de descida para a terra.

Os pára-raios podem ser utilizados para proteger o isolamento das linhas de distribuição, prevenindo falhas dielétricas e, portanto, evitando interrupções de fornecimento. Diferentes tipos de pára-raios estão disponíveis, por exemplo, pára-raios convencionais com centelhadores a carboneto de silício, com ou sem centelhadores a óxido metálico. Do ponto de vista de proteção do isolamento das linhas de distribuição, estes dois tipos de pára-raios apresentam desempenho similar. No entanto, desde que existam margens de segurança consideráveis, as diferenças nos níveis de proteção resultam em pequenas diferenças na qualidade da proteção oferecida ao isolamento.

Para a seleção das tensões nominais dos pára-raios é possível consultar as Normas Técnicas, ou os Catálogos dos Fabricantes. Para a proteção de equipamentos, especialmente em cabos subterrâneos, é necessário, às vezes, escolher pára-raios com os

níveis de proteção reduzidos. No entanto, para a proteção do isolamento das linhas de distribuição, uma vez que os níveis de proteção dos pára-raios são, usualmente, inferiores aos níveis de isolamento das linhas isto não é necessário. Finalmente, quando da aplicação de pára-raios para proteção de linhas, as taxas de falha dos pára-raios adicionados devem ser consideradas de forma conjunta com a redução no número de falhas dielétricas na linha.

2.6.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE O COMPRIMENTO DO CONDUTOR DE DESCIDA DOS PÁRA-RAIOS

O condutor do pára-raios que conecta o terminal de terra dos pára-raios ao equipamento que eles protegem possui uma pequena indutância intrínseca. Esta indutância pode causar uma queda de tensão através dos condutores que conduzem a corrente de surto. Qualquer queda de tensão através do condutor do pára-raios é somada à tensão de descarga do pára-raios. Isto vai aumentar a tensão que aparece através do equipamento que é protegido pelos pára-raios.

O efeito do comprimento do condutor, na proteção do isolamento das linhas de distribuição não é tão significativo quanto para a proteção de equipamentos. Para equipamentos aéreos, a margem é geralmente alta. Nestes casos é necessário considerar que o nível de isolamento das linhas é geralmente bastante superior ao dos equipamentos. É claro que é sempre uma boa prática manter os pára-raios e os condutores de terra curtos e retos quanto for possível.

2.6.2 FALHAS PROVENIENTES DE DESCARGAS INDUZIDAS

Os pára-raios podem reduzir enormemente as taxas de falha devido a tensões induzidas devido a descargas próximas. A Figura 2.8 mostra os resultados para um isolador com Nível Básico de Isolamento com 150 kV para um circuito não aterrado. Note que mesmo com grandes espaçamentos entre os pára-raios é possível reduzir as falhas por tensão induzida de modo significativo, uma vez que 8 vãos entre pára-raios implicam em redução de 25% no número de falhas causadas por descargas induzidas. Em vários circuitos de distribuição com transformadores, os pára-raios utilizados para proteger transformadores podem fornecer significativa proteção contra descargas induzidas.

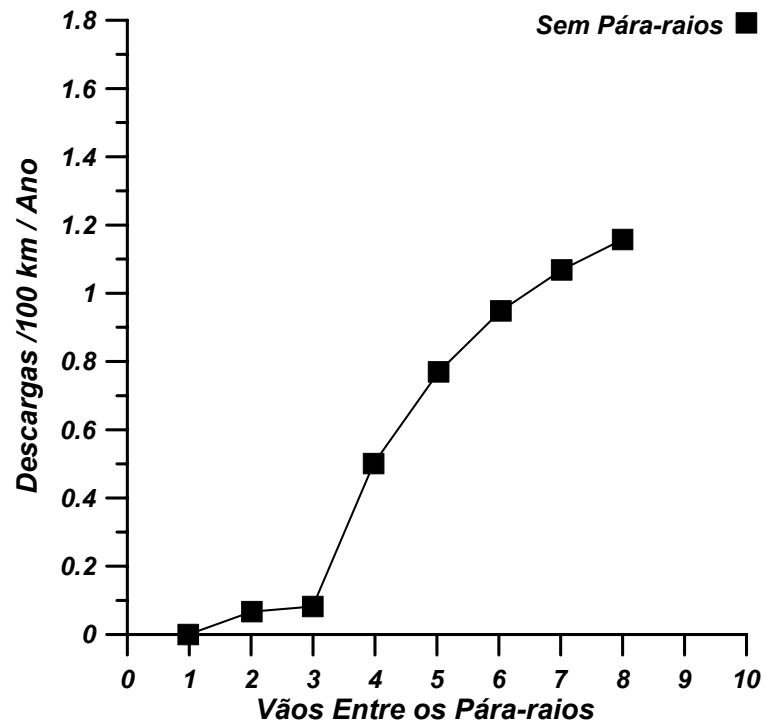


Figura 2.8 – Espaçamento entre os Pára-raios para Falhas Devidas a Tensões Induzidas

NOTA:

CFO = 150 kV; H = 10 m; $N_G = 1$ Descarga/ km²/ ano; Vão Médio = 75 m;

A eficiência dos pára-raios pode ser bastante elevada na redução de falhas por descargas induzidas caso sejam utilizados para proteger estruturas com baixo nível de isolamento. Estes elos fracos podem incluir chaves fusíveis, postes terminais ou postes de transição entre linhas aéreas e linhas subterrâneas e estruturas de transposição. A instalação de pára-raios nestes postes pode apresentar custos inferiores e melhoria do nível de isolamento.

2.6.3 FALHAS DEVIDO A DESCARGAS DIRETAS

A proteção contra descargas diretas é dificultada por causa das altas correntes, taxas de crescimento muito íngreme, e grande quantidade de energia presente na descarga. Em teoria, os pára-raios podem prover proteção efetiva contra descargas diretas, no entanto, nestes casos, eles devem ser utilizados em intervalos muito próximos, virtualmente em cada poste. A Figura 2.9 mostra algumas estimativas para o espaçamento de pára-raios para a proteção contra descargas diretas. Na elaboração da Figura 2.9 foi assumido que o cabo de neutro é aterrado em cada poste.

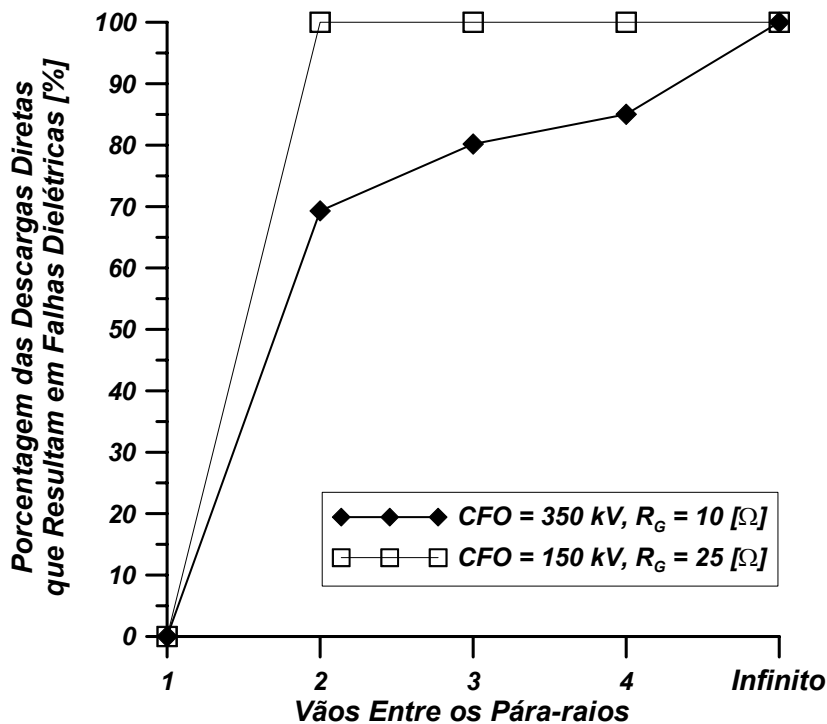


Figura 2.9 – Espaçamento entre os Pára-raios para Proteção Contra Descargas Diretas

NOTA:

CFO = 150 kV; H = 10 m; N_G = 1 Descarga/ km²/ ano; Vão Médio = 75 m;

2.6.3.1 UTILIZAÇÃO DE PÁRA-RAIOS NA FASE SUPERIOR

Nas redes aéreas com construção em lençol triangular a fase superior se encontra posicionada de modo a interceptar todas as descargas diretas. Nestes casos pode-se instalar pára-raios no cabo de fase superior, que por sua vez desempenha o papel de um cabo de guarda. Deste modo, quando a fase superior for atingida por uma descarga atmosférica, o pára-raios conduz o surto para o solo. O circuito se encontra protegido caso a resistência do solo seja baixa o suficiente e o isolamento das fases desprotegidas for adequadamente elevado. Logo, a exemplo do que ocorre quando se utilizam cabos de guarda, deve se ter cuidado em manter um elevado nível de isolamento nas fases desprotegidas. Curvas, como as mostradas na Figura 2.7, para os cabos de guarda podem ser utilizadas para estimar a eficiência dos projetos de linha com pára-raios instalados no condutor de fase superior. Para obter um grau de proteção ótimo deve-se instalar pára-raios em cada poste ou torre da linha de distribuição.

2.6.3.2 CAPACIDADE DOS PÁRA-RAIOS SUBMETIDOS A DESCARGAS DIRETAS

Em construções expostas, por exemplo, linha de distribuição sem cabo-guarda, os pára-raios convencionais e os de óxido metálico podem sofrer falhas ocasionais devido a descargas diretas. Segundo Yokohama [11] uma porcentagem significativa de descargas

diretas faz com que os pára-raios absorvam valores de energia superiores aos publicados pelos fabricantes e aos impostos pelos ensaios com correntes com forma $4/10\mu s$.

Nos pára-raios convencionais de carboneto de silício este é um problema limitado pela capacidade de escoamento de carga dos centelhadores em série, que se situa ao redor de 1.1 Coulomb .

No caso dos pára-raios de óxido metálico sem centelhadores, isto pode ser contornado pelo fato de que os resistores a óxido metálico têm demonstrado uma capacidade maior de absorção de energia que a publicada. Um outro mecanismo de falha de alguns pára-raios de óxido metálico é o associado com a ocorrência de descargas externas aos resistores, quando os pára-raios são submetidos a descargas múltiplas [12]. Descargas de superfície associadas com descargas múltiplas são menos prováveis em pára-raios sem espaçamentos em ar tal como ocorre nos pára-raios com invólucros poliméricos.

2.7 – EXEMPLO DO USO DO PROCEDIMENTO DETALHADO – CRUZETAS DE MADEIRA DE 15kV

A revisão dos padrões de projeto para linhas de distribuição para Classe 15 kV, a três fios assume a construção em área com moderado índice de descargas atmosféricas, com índice isocerânico de 40 dias de tempestade por ano. Os isoladores de porcelana utilizados são do Tipo Pino – ANSI 55-4. A mão francesa utilizada para a fixação das cruzetas é metálica condutora e são utilizados pinos de aço para os isoladores. Os estais são isolados por isoladores de porcelana Tipo ANSI 54-4. A altura padrão dos postes é de 12,2 m. Deste modo, qual é a estimativa do desempenho deste projeto com relação a descargas atmosféricas? De maneira complementar, quais são os possíveis melhoramentos a serem adotados neste tipo de construção?

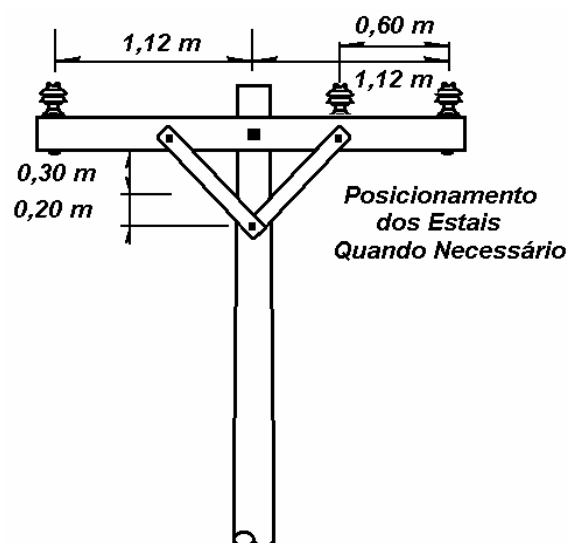


Figura 2.10 – Projeto de uma cruzeta de madeira de classe 15kV

Nível de isolamento: Os valores de CFO para os vários caminhos que a descarga pode percorrer na estrutura são mostrados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Valores de CFO para vários possíveis caminhos que a descarga pode percorrer no poste de classe 15 kV.

DE	PARA	CAMINHO DA DESCARGA	CFO TOTAL [KV]
FASE CENTRAL	ESTAIS	Isolador (105kV) para 0,2m Poste de madeira (47kV) para Isolador do Estai (0kV)	152
FASES EXTERNAS	ESTAIS	Isolador (105kV) para 0,6m Cruzeta de madeira (150kV) para 0,2m Poste de madeira (13kV) para Isolador do Estai (0kV)	268
FASE DA DIREITA	FASE CENTRAL	Isolador (105kV) para 0,6m Cruzeta de madeira (150kV) para Segundo isolador (20kV)	275
FASE DA ESQUERDA	FASE CENTRAL	Ar	360

Descargas diretas: O número de descargas ao solo pode ser estimado a partir do índice isocerâmico, conforme a Equação 2.12.

$$N_g = 0,04T_d^{1,25} \quad [\text{Descargas/ km}^2/\text{ ano}] \quad (2.12)$$

$$N_g = 0,04(40)^{1,25} = 4 \quad [\text{Descargas/ km}^2/\text{ ano}]$$

A altura do condutor sobre o solo é de 10,2m (Descontar Topo do Poste – Altura de Enterramento), e a largura da estrutura é de 2,24m. Considerando a Equação 2.13 e também terreno aberto, o número de descargas diretas é:

$$N = N_g \cdot \left(\frac{28 \cdot h^{0,6} + b}{10} \right) \quad (2.13)$$

$$N = 4 \cdot \left(\frac{28(10,2)^{0,6} + 2,24}{10} \right) = 46 \quad [\text{Descargas/ km}^2/\text{ ano}]$$

Assumindo que as estruturas elevadas fornecem um fator de proteção S_F - 0,75, e que todas as descargas diretas resultam em falha na linha, é possível, com o auxílio da Equação 2.14 estimar o número de falhas por descargas diretas.

$$N_S = N(1 - S_F) \quad (2.14)$$

$$N_S = 46(1 - 0,75) = 11,5 \quad [\text{Falhas/ 100 km/ ano}]$$

Descargas Indiretas: O número de falhas por descargas induzidas – $N_{F_{T-I}}$ em terreno aberto pode ser estimado com o auxílio da Figura 2.4. Deste modo, considerando o menor valor de CFO mostrado na Tabela 2.5 (152 kV) obtém-se:

$$N_{F_{T-I}} = 4 \cdot 2 \rightarrow_{\text{CFO-152kV}} = 8 \quad [\text{Falhas/ 100 km/ ano}]$$

Muitas linhas de distribuição são naturalmente protegidas por estruturas elevadas localizadas em suas vizinhanças. Isto faz com que as correntes de descarga com amplitude elevada sejam preferencialmente direcionadas para o topo destas estruturas. O resultado líquido deste fenômeno é a elevação do número de falhas por tensão induzida. Deste modo, para a condição de proteção natural, o número de falhas por tensão induzida deve ficar entre as por tensão induzida em terreno aberto – 8 Falhas/ 100 km/ ano e as por descargas diretas em terreno aberto – 46 Falhas/ 100 km/ ano. Como prática usual, assume-se que o número de falhas por tensão induzida em terrenos protegidos é o dobro do número correspondente em terreno aberto.

$$N_{F_{T-I}} = 16 \quad [\text{Falhas/ 100 km/ ano}]$$

De modo geral, considera-se que sempre que ocorrer uma falha de isolamento por superação de tensão ocorre uma falha na linha, logo:

$$\text{TotalFalhas} = \text{Falhas}_{D.Direta} + \text{Falhas}_{T.Induzida}$$

Deste modo:

$$\text{TotalFalhas} = N_S + N_{F_{D-I}}$$

$$\text{TotalFalhas} = 11,5 + 16 = 27,5 \quad [\text{Falhas/ 100 km/ ano}]$$

Finalizados estes cálculos e estimativas seja uma análise das opções de melhoria do desempenho dielétrico para a linha sob estudo. Nestes casos é necessário considerar mudanças relativamente baratas e fáceis de serem adotadas. As mudanças no nível de isolamento para se reduzirem falhas por tensão induzida são as primeiras a que devem ser consideradas. De modo geral, o objetivo, nestes casos, é obter a um CFO da ordem de 300 kV.

Deste modo, é recomendado utilizar um isolador de fibra de vidro com 50 cm de comprimento para isolar os cabos dos estais do ponto de engaste ao Solo. Isso eleva para

310kV o CFO entre a fase do meio e o cabo do estai. [0,5m isolador de fibra de vidro aplicado ao cabo tensor (250kV) + isolador (0,45 x 105kV = 47kV) + 0,2m poste de madeira (0,2m x 65kV/m = 13kV)]. Isso deve eliminar a grande maioria das falhas por tensão induzida.

De modo alternativo é possível fazer uso de uma mão francesa de madeira. Isso acrescenta uma quantidade significativa de madeira no caminho que a descarga percorre entre a fase do meio e o cabo de estai. O CFO desse caminho é de aproximadamente 255kV [isolador (105kV) + cruzeta de madeira (0,52m x 250kV/m = 130kV) + poste de madeira (0,3m x 65kV/m = 20kV)]. Isso reduz o número de falhas por tensão induzida para menos de 0,8 falhas/100 km/ ano.

CAPÍTULO 3 - DESCARGAS DIRETAS E TENSÕES INDUZIDAS EM LINHAS DE MÉDIA TENSÃO

Neste capítulo são discutidos e comentados os aspectos relacionados com as descargas diretas e sobretensões induzidas. Os métodos de cálculo e os modelos utilizados são abordados de modo a prover subsídios para as etapas destinadas à elaboração de uma metodologia automática para a verificação do desempenho dos circuitos de média tensão frente a surtos de origem atmosférica

3.1 - DESCARGAS DIRETAS

A abordagem probabilística para coordenação de isolamento em sistemas elétricos de potência requer o conhecimento das distribuições estatísticas de parâmetros de correntes de descarga. Atualmente, as distribuições adaptadas por engenheiros de sistemas de potência são basicamente aquelas derivadas de dados experimentais acumulados nas últimas décadas por meio de torres instrumentadas elevadas. No entanto, existe uma preocupação generalizada com o fato de que essas distribuições, conhecidas como “*clássicas*”, possam ser afetadas pela presença da própria torre utilizada para captação uma vez, que o chamado “*raio de atração*” tende a aumentar para descargas de correntes elevadas, conforme demonstram as várias expressões utilizadas para avaliar o valor do raio de atração.

Deste modo, considera-se que, a princípio, a “*distribuição clássica*” não deve ser utilizada em estudos de coordenação de isolamento em sistemas elétricos de potência. Logo, torna-se necessário eliminar o efeito da estrutura para obter distribuições no solo, e então aplicar as distribuições obtidas nas estruturas de interesse, levando em conta o modelo mais apropriado (caracterizado pela expressão do raio ou distância lateral de atração).

Para o caso de linhas aéreas de distribuição, é necessário ponderar que o desempenho frente a descargas atmosféricas é fortemente influenciado pela tensão induzida por descargas que atingem a sua vizinhança (descargas induzidas). Logo para se obter uma coordenação de isolamento adequada, as distribuições estatísticas de interesse são, sem dúvida, as que envolvem os parâmetros de correntes de descargas ao solo.

3.1.1 DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DAS CORRENTES AO SOLO – COMENTÁRIOS GERAIS

O problema relativo às descargas ao solo foi estudado por Petterson [13], que propôs uma fórmula analítica para se obter uma distribuição estatística para amplitude de corrente de descarga ao solo, a partir das distribuições obtidas através de torres elevadas. O método desenvolvido por Petterson só se aplica quando a relação entre o raio de atração e a amplitude de corrente é exponencial, e apenas à amplitude de corrente.

Já Rizk [14] apresentou a relação entre a função densidade de probabilidade de correntes de pico referentes a descargas que atingem um mastro, um condutor e descargas que atingem o solo. Rizk aplicou estas relações à distribuição de corrente de descarga do *IEEE* [15] usando uma expressão para distância lateral de atração do tipo exponencial assumido por Petterson.

Com o intuito de superar os limites impostos pelo equacionamento de Petterson, e de permitir o estudo de parâmetros adicionais, além da amplitude de pico, foram propostas abordagens alternativas, baseadas no *Método de Monte Carlo*. Com isso, é possível inferir a distribuição estatística de qualquer parâmetro de corrente de descarga, a partir daqueles relativos aos dados registrados por meio de torres instrumentadas elevadas.

Nesta dissertação, é discutida a aplicação de uma abordagem para estimar as distribuições estatísticas dos picos das correntes de descarga ao solo e do valor do tempo de frente do impulso da corrente, a partir dos dados registrados em uma torre de *70 metros* de altura instalada no *Monte San Salvatore – Suíça*. O procedimento fez uso das expressões para o cálculo do raio de atração, mostradas no *Item 3.1.2*. Essas expressões foram desenvolvidas por Armstrong & Whitehead, Eriksson, Rizk e Deller & Garbagnati. De modo complementar também são utilizadas as expressões padronizadas pelo *IEEE* conforme procedimento descrito no *Item 3.1.3*.

De modo a avaliar o impacto do efeito da estrutura, no desempenho de linhas de distribuição aéreas quanto a descargas induzidas, as distribuições obtidas com o método descrito no *Item 3.1.3* são mostradas no *Item 3.1.4* e utilizadas no *Item 3.1.5*. Nestes modelos o solo foi considerado como ideal. De modo complementar também são apresentados os resultados obtidos com solos com perdas.

O desempenho quanto a descargas induzidas, mostrado nesta dissertação, foi calculado através dos Métodos de *Monte Carlo*, que faz uso do *Código LIOV – Lightning Induced Overvoltages*, desenvolvido pela *Universidade de Bologna*, para o cálculo das tensões induzidas numa linha de distribuição. A vantagem deste procedimento com relação ao utilizado na Norma *IEEE – 1410 [16]* é que ele leva em conta, além das amplitudes, a distribuição estatística do tempo de frente da corrente de descarga. Além disso, este procedimento permite incluir o efeito da resistividade do solo tanto no cálculo dos campos como na propagação do surto.

3.1.2 MODELOS DESCREVENDO A EXPOSIÇÃO DE ESTRUTURAS ELEVADAS A DESCARGAS DIRETAS

O desenvolvimento da queda de uma descarga atmosférica nas redondezas de uma estrutura elevada termina por levá-la a uma posição espacial conhecida como “*Ponto de Impacto*”. Nesse ponto, dependendo da intensidade, distância em relação à estrutura, tipo da estrutura (mastro vertical ou condutor horizontal), e sua altura, a descarga pode interceptar tanto a estrutura quanto o solo.

Nestes modelos considera-se que o canal de descida é perpendicular ao plano do solo. Na hipótese da ausência da estrutura, de forma geral, o ponto de impacto final da descarga é o solo. Se o ponto de impacto encontra-se dentro do “*raio de atração*” da estrutura, ou da “*distância lateral de atração*”, no caso de condutores horizontais, como nas linhas aéreas, considera-se que a descarga atinge a estrutura – linha.

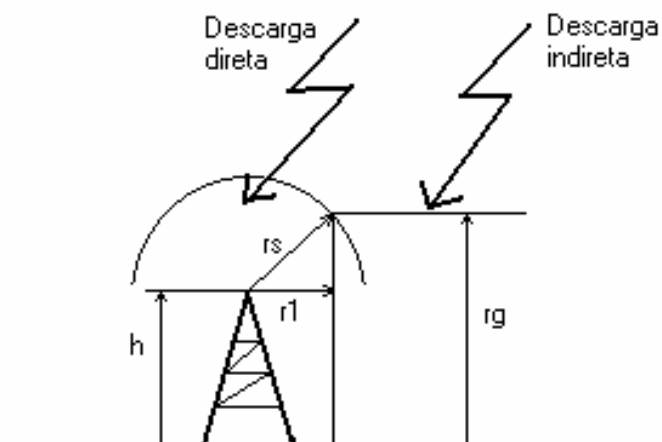


Figura 3.1 - Modelo Eletro-geométrico. r_s e r_g são as distâncias da descarga em relação à estrutura e ao solo respectivamente; r_1 é o raio de atração, se a estrutura é uma torre, ou a distância de atração, caso a estrutura seja uma linha.

Existem várias expressões desenvolvidas para se definir o raio ou distância de atração. Algumas dessas expressões são baseadas no *Modelo Eletro - Geométrico*. Como mostra a Figura 3.1, o valor de r_1 [m], é determinado a partir das Equações 3.1 e 3.2:

$$r_1 = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad \text{para } h < r_g \quad (3.1)$$

$$r_1 = r_s \quad \text{para } h \geq r_g \quad (3.2)$$

Onde:

h = Altura da estrutura em [m], e

r_s & r_g = Distâncias críticas em [m], com relação à estrutura e ao solo respectivamente.

Nestes casos, as distâncias do ponto de impacto estão relacionadas à corrente de descarga através das Equações 3.3 e 3.4;

$$r_s = \alpha \cdot I_p^\beta \quad (3.3)$$

$$r_g = k \cdot r_s \quad (3.4)$$

Onde

I_p = Amplitude da corrente de descarga em [kA], e

α ; β & k = Constantes, independentes de I_p .

As Equações 3.3 e 3.4 são aproximações do modelo proposto por Love, usando formato exponencial, e sua adaptação para os padrões das Normas IEEE – 1243 [17] e IEEE – 1410. Já a Tabela 3.1 mostra alguns dos valores para os parâmetros α , β e k .

Tabela 3.1 - valores dos parâmetros α , β e k das equações 3.3 e 3.4 como proposto por vários autores e adotados na norma IEEE – 1243, para um condutor com altura média sobre o solo superior à 40 m, e utilizados pela IEEE – 1410 para linhas de distribuição.

	α	β	κ
Armstrong and Whitehead	6,7	0,8	0,9
IEEE 1243	10	0,65	0,55*
IEEE 1410			0,9**

Eriksson, Rizk, Deller e Garbagnati também desenvolveram expressões para o cálculo do raio ou distância de atração. Estas expressões provêm de análises por meio de regressão linear, aplicadas aos resultados obtidos de modelos mais complexos que o Eletro - Geométrico. Para estas expressões, aplica-se a Equação 3.5:

$$r_1 = c + a \cdot I_p^b \quad (3.5)$$

A Tabela 3.2 mostra os valores para os parâmetros “a”, “b” e “c”.

Tabela 3.2 - Valores dos parâmetros “a”, “b” e “c” da Equação 3.5 conforme proposto por diferentes autores.

AUTOR	c	a	b
Eriksson – *	0	$0,84 \cdot h^{0,6*}$	$0,7 \cdot h^{0,02}$
Eriksson – **		$0,67 \cdot h^{0,6**}$	
Rizk – *	0	$4,27 \cdot h^{0,41*}$	$0,55^*$
Rizk – **		$1,57 \cdot h^{0,45**}$	$0,69^{**}$
Dellera e Garbagnati	$3 \cdot h^{0,6}$	$0,028 \cdot h$	1

* - Torres,

** - Condutores horizontais.

Note que, com relação à expressão de Eriksson, na Tabela 3.2, duas expressões são propostas. A primeira para torres e a segunda para condutores horizontais, com uma redução para 80% do parâmetro “a”.

Com relação ao modelo de Rizk, é proposta uma expressão analítica para condutores horizontais de 10 a 50 metros de altura, e para correntes de descarga que têm amplitude entre 5 a 31 [kA]. A segunda expressão de Rizk é relativa ao caso de estruturas em terreno plano.

3.1.3 PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DE DISTRIBUIÇÕES DE CORRENTE DE DESCARGA AO SOLO

Para a obtenção da distribuição estatística dos parâmetros de corrente de descarga ao solo, é necessário o registro de um grande número de correntes de descarga dentro de uma determinada área. Conforme abordado, os dados de descargas, atualmente disponíveis, para se derivar distribuições estatísticas aptas a serem utilizadas nos estudos de coordenação de isolamento são os obtidos por meio de torres instrumentadas elevadas.

Como foi discutido, a presença das torres afeta os dados utilizados para definir os parâmetros das distribuições. De fato, de todas as descargas que, na ausência da torre, atingiriam sua vizinhança, apenas as descargas que se encontram dentro do raio de atração são atraídas pela torre. Entretanto, considerando-se ao redor da torre, uma área, assumida por conveniência como circular, com raio igual ao raio de atração para a menor amplitude de corrente já observada no topo da torre, todas as descargas com ponto de impacto dentro desta área atingem a torre.

Logo, a abordagem apresentada consistiu em aplicar o “Método de Monte Carlo” para gerar, a partir das distribuições dos parâmetros de descargas coletadas pela torre, uma

população de eventos – descargas com pontos de impacto dentro de uma determinada área. Deste modo, é gerado um número significativo de eventos, cada um deles caracterizado por um número de variáveis aleatórias, ou seja, amplitude, tempo de frente, entre outros e pela distância x_g com relação à torre.

Segundo o procedimento adotado, para cada evento, a partir das distribuições estatísticas obtidas por meio da torre, os valores dos parâmetros das descargas são aleatoriamente selecionados. O valor de x_g é gerado assumindo-se que os pontos de impacto se encontram uniformemente distribuídos ao redor da torre. A partir da população de eventos, foram selecionadas as descargas que apresentaram distância x_g inferior ao raio de atração r_1 . As distribuições estatísticas dos parâmetros associados a estes eventos foram avaliadas, e, dentro das considerações assumidas, são estas as distribuições dos parâmetros descargas ao solo, sem a influência da torre.

3.1.4 APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO PROPOSTO PARA DISTRIBUIÇÕES ESTATÍSTICAS DE CORRENTE DE DESCARGA POR BERGER ET AL

Deste modo, sejam as distribuições estatísticas dos parâmetros de correntes de descarga obtidos de medições realizadas em uma torre de 70 metros, instalada no topo do monte San Salvatore – Suíça. A Tabela 3.3 mostra os valores da média e do desvio padrão do primeiro pico e do tempo de frente assumindo-se uma distribuição com forma Log-Normal.

Tabela 3.3 - Médias e desvios padrão do primeiro pico e tempo de frente das primeiras descargas negativas registrados no monte San Salvatore.

PARÂMETRO	μ_T	σ_T
Primeiro Pico – I_p (kA)	27,7	0,2
Tempo de Frente – T_f (μ s) (*)	3,8	0,24

NOTA:

Os valores da média e do desvio padrão do parâmetro tempo de frente T_f são obtidos a partir do tempo que a corrente de descarga leva para ir de 30% até 90% da amplitude máxima.

Na Tabela 3.4, são mostrados os resultados obtidos aplicando-se o procedimento descrito às distribuições log - normal da Tabela 3.3 a todos os modelos listados nas Tabelas 3.1 e 3.2. Nestes casos, foi assumido 2kA como valor mínimo de pico de corrente para todos os cálculos. Para esses cálculos, considerou-se que os dados experimentais de Berger foram coletados por uma torre instalada em solo plano, desprezando-se a presença da montanha no cálculo dos raios de atração da torre. Deste modo, as distribuições para o solo da amplitude de corrente de descarga – I_p variaram, em relação à distribuição original adotada, entre 27,4% para um “raio de atração” conforme Eriksson e 19,9% para um “raio de atração” conforme

Dellera – Garbagnati. Estes valores são inferiores aos valores para a média das distribuições originais, ou seja, afetadas pela presença da torre. Os valores das médias para o tempo de frente – T_F estão na faixa de 15,8% a 13,2%, ou seja, devido à correlação entre tempo de frente e amplitude de corrente, também inferiores aos valores das médias das distribuições originais.

Tabela 3.4- Médias e Desvios Padrão das Distribuições, ao Solo, da Corrente de Descarga para as Expressões de Raio de Atração das Tabelas 3.1 e 3.2.

PARÂMETRO	EXPRESSÃO DO RAIOS DE ATRAÇÃO					
		ARMSTRONG & WHITEHEAD	IEEE	ERIKSSON	RIZK	DELLERA & GARBAGNATI
I_p (kA)	μ_g	20,2	21,1	20,1	22,0	22,2
	σ_g	0,21	0,20	0,20	0,20	0,19
Tempo de frente T_F (μs)	μ_g	3,2	3,3	3,2	3,3	3,3
	σ_g	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

Os resultados obtidos com o procedimento descrito são comparados com aqueles obtidos com a fórmula analítica desenvolvida por Petterson. Esta fórmula permite calcular os valores da média e do desvio padrão das Distribuições Log - Normal de I_p para o solo, a partir dos valores da média e do desvio padrão das distribuições obtidas a partir dos dados coletados pela torre, conforme mostram as Equações 3.6 e 3.7.

$$\sigma_g = \sigma_t \tag{3.6}$$

$$\mu_g = \mu_t \cdot \exp(-2 \cdot b \cdot \sigma_g^2) \tag{3.7}$$

onde

b = Expoente da equação do raio de atração, assumido por Petterson como sendo descrito por uma expressão exponencial, isto é, com $c=0$.

Isso significa que, a princípio, a Equação 3.7 pode ser aplicada apenas aos Modelos de Rizk e Eriksson para raio de atração, conforme mostrado na Tabela 3.2. Para o caso dos Modelos Eletro - Geométrico, ou seja, conforme Tabela 3.1, para os Modelos de Armstrong – Whitehead e IEEE, o raio de atração assume a forma exponencial, conforme mostra a Equação 3.2 apenas se $h \geq r_g$, ou ainda quando $r_g = r_s$ e $h \ll r_g$. Neste segundo caso, o raio de atração pode ser descrito como mostrado pela Equação 3.8:

$$r_1 = \sqrt{2 \cdot \alpha} \cdot h^{0,5} \cdot I_p^{\beta/2} \tag{3.8}$$

Em seguida, foi aplicada a Equação 3.7 às distribuições de pico de corrente da

Tabela 3.3. Neste caso, foi considerado que os valores do parâmetro b da Equação 3.7 são iguais aos valores do parâmetro b mostrados na Tabela 3.2 para os Modelos de Eriksson e Rizk. Para os Modelos Eletro - Geométrico, aplicou-se a Equação 3.7, atribuindo ao valor de b , os valores de β e $\beta/2$. Também foi aplicada a Equação 3.7 ao Modelo de Deller - Garbagnati, com o intuito de avaliar o efeito do parâmetro “ c ”, não levado em conta na Equação 3.7. Deste modo, foram obtidos os valores das médias μg mostrados na Tabela 3.5. Note que, como citado anteriormente, apenas os parâmetros da distribuição estatística das amplitudes de corrente de descarga podem ser avaliados.

A comparação dos resultados da Tabela 3.4 e da Tabela 3.5 mostra que o procedimento proposto apresenta praticamente os mesmos resultados obtidos com a aplicação da Equação 3.7 quando os Modelos de Eriksson e Rizk são utilizados, que são, de fato, do tipo assumido por Petterson ao desenvolver a Equação 3.7. Para o Modelo IEEE, o valor da média previsto pela Equação 3.7 se aproxima bastante de quando se utiliza o valor de b igual aos valores de β e $\beta/2$; isso é reforçado pelo fato de que a probabilidade de rg ser menor que 70 metros. Já para o Modelo de Armstrong – Whitehead, os resultados da Equação 3.7 diferiram dos obtidos quando b é igual a β , já que, para este caso, a probabilidade de rg ser inferior a 70 metros é de apenas 28,8%. Uma vez rg é diferente de rs , bem como que a probabilidade de rg ser inferior a 70 metros é reduzida, quando se utiliza b igual a $\beta/2$, são obtidos resultados, conforme mostra a Tabela 3.5, bastante distintos dos mostrados na Tabela 3.4. A fórmula de Petterson não pode ser aplicada se a expressão do “raio de atração” do Modelo de Deller Garbagnati for utilizada.

Tabela 3.5 - Médias e desvios padrão da distribuição, ao solo, da amplitude de corrente, obtidos da aplicação da Equação 3.7 com diferentes expressões para o raio de atração (tabelas 1 e 2). * $b=\beta/2$ ($Rg = Rs$ e $h \ll Rg$); ** $b=\beta$ ($h \geq Rg$).

PARÂMETRO	EXPRESSÃO DO RAIOS DE ATRAÇÃO							
		ARMSTRONG & WHITEHEAD		IEEE		ERIKSSON	RIZK	DELLERA & GARBAGNATI
I_p (kA)	μg	23,4*	19,7**	24,1*	21,0**	20,0	21,9	18,1
	σg	0,20		0,20		0,20	0,20	0,20

A comparação mostrada na Tabela 3.5 mostra que o procedimento proposto é mais geral que a abordagem de Petterson. Para o procedimento proposto, qualquer modelo pode ser usado para representar a exposição da torre a descargas diretas, e também permite quantificar o efeito da torre nas distribuições estatísticas de todos os parâmetros da corrente de descarga, e não somente o I_p .

3.1.5 APLICAÇÃO DOS RESULTADOS PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS AÉREAS QUANTO A DESCARGAS INDUZIDAS

Para o cálculo do desempenho de uma linha aérea quanto a descargas induzidas, geralmente são utilizados tanto os valores dos parâmetros da Tabela 3.3, que são afetados pela presença da torre, quanto os da Tabela 3.4, corrigidos de acordo com o procedimento anteriormente discutido. Deste modo, é possível comparar abordagem “clássica” com a ultimamente proposta.

Com o propósito de avaliar estas metodologias, seja uma linha de 2 km de comprimento e 10 m de altura, e uma área ao redor da linha que inclui todos os eventos de descargas atmosféricas que podem induzir na linha uma tensão maior que o nível de isolamento considerado de aproximadamente 20kV.

Neste caso, o procedimento usado para o cálculo também é baseado no *Método de Monte Carlo*. Um número significativo de eventos (*mínimo de 10^4*) deve ser gerado. Cada evento é caracterizado por quatro variáveis aleatórias: a corrente de pico I_p , seu tempo de frente T_F e as duas coordenadas que definem a localização do ponto de impacto da descarga. Os eventos são gerados assumindo Distribuições Log - Normal de corrente de pico e tempo de frente com valores de média e desvio padrão provenientes tanto da Tabela 3.3 quanto da Tabela 3.4; as coordenadas do ponto de impacto são uniformemente distribuídas ao longo da área nos arredores da linha. À medida que se calcula o desempenho da linha sob descargas induzidas, todos os eventos relativos a descargas diretas, classificados com o modelo de linha de distribuição quanto a descargas diretas da Tabela 3.1 e Tabela 3.2, ou seja, os *Modelos de Armstrong – Whitehead, IEEE, Eriksson, Rizk e Deller - Garbagnati*, são descartadas.

Para cada descarga indireta, a tensão induzida na linha é calculada com o *Código LIOV*, levando-se em conta a resistividade do solo tanto no cálculo dos campos como na propagação do surto. Nas Figuras 3.2 e 3.3 são mostrados, para o caso de um solo ideal, os resultados obtidos com as distribuições dos parâmetros de descarga das Tabelas 3.3 e 3.4, considerando ou não a influência da presença da torre. As Figuras 3.4 e 3.5 mostram os mesmos resultados, mas para o caso de um solo com perdas, com condutividade de 0,001 S/m.

Pode ser observado que quando se utilizam as distribuições obtidas com o método proposto, a linha de distribuição apresenta um melhor desempenho quanto a descargas induzidas, sendo estas distribuições caracterizadas por valores médios mais baixos. Além disso, nota-se que os resultados diferem bastante dependendo do modelo usado para se avaliar tanto o raio de atração de uma torre instrumentada elevada quanto a distância lateral da linha de distribuição. O desempenho quanto a descargas induzidas, calculado segundo Rizk,

considerando as distribuições estatísticas ao solo para o raio de atração também foi avaliado para o caso em que se leva em conta a presença da montanha e para o caso em que esta é desprezada. A comparação entre os dois casos mostra que a presença da montanha nos cálculos é desprezível.

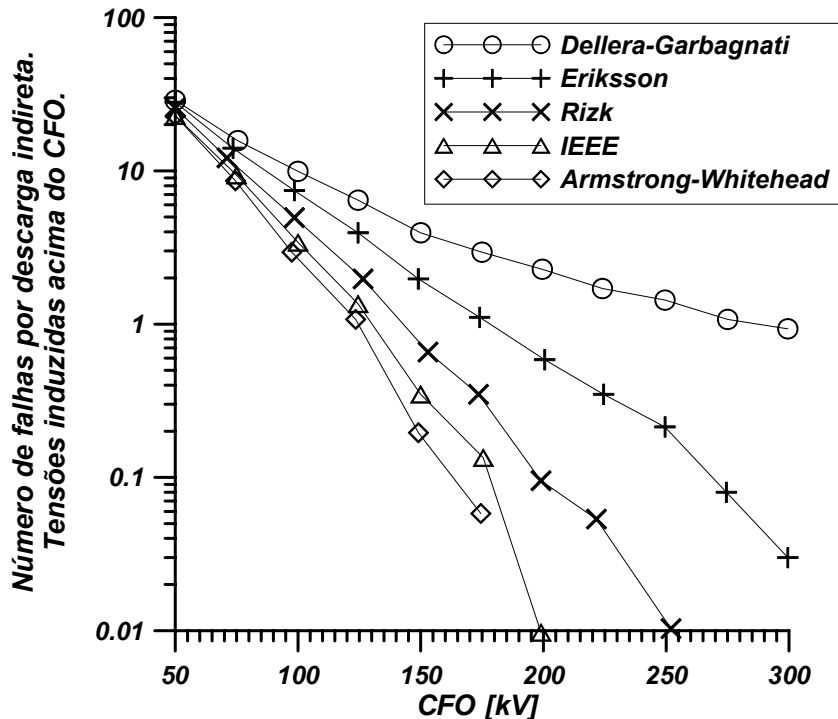


Figura 3.2 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo Ideal, Utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.3.

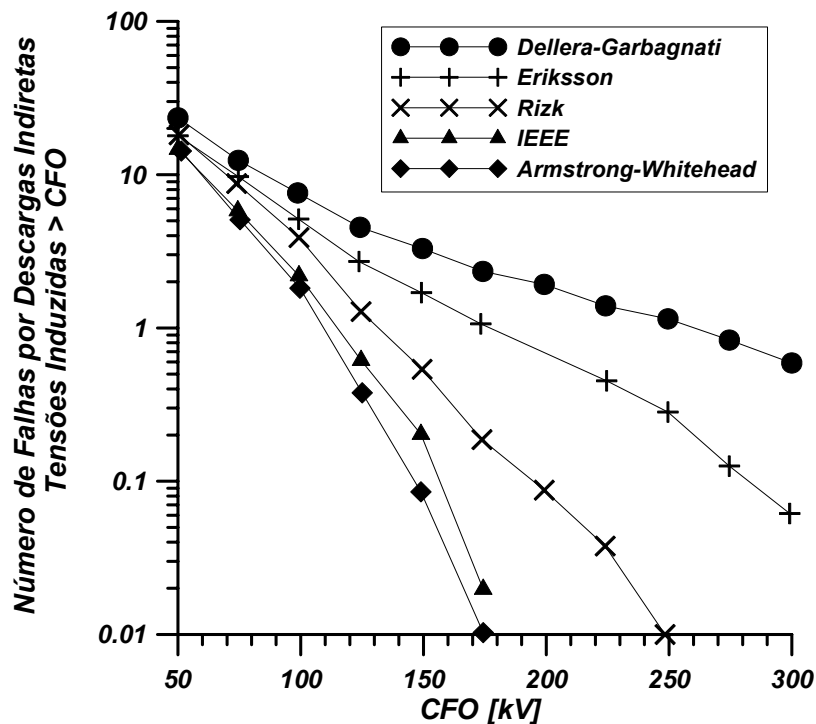


Figura 3.3 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo Ideal, utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.4.

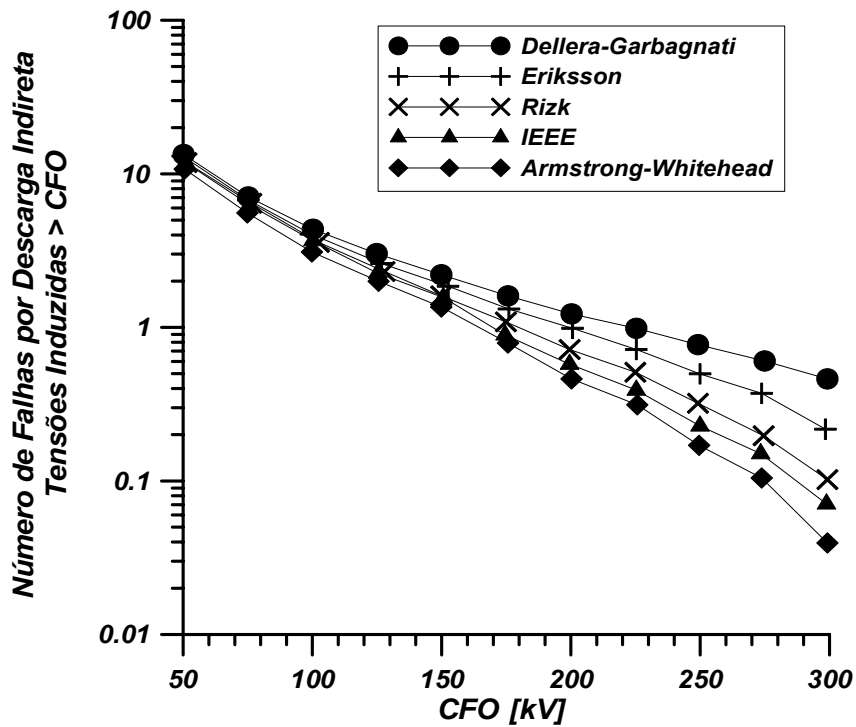


Figura 3.4 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo com Condutividade 0,001 S/m, Utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.3.

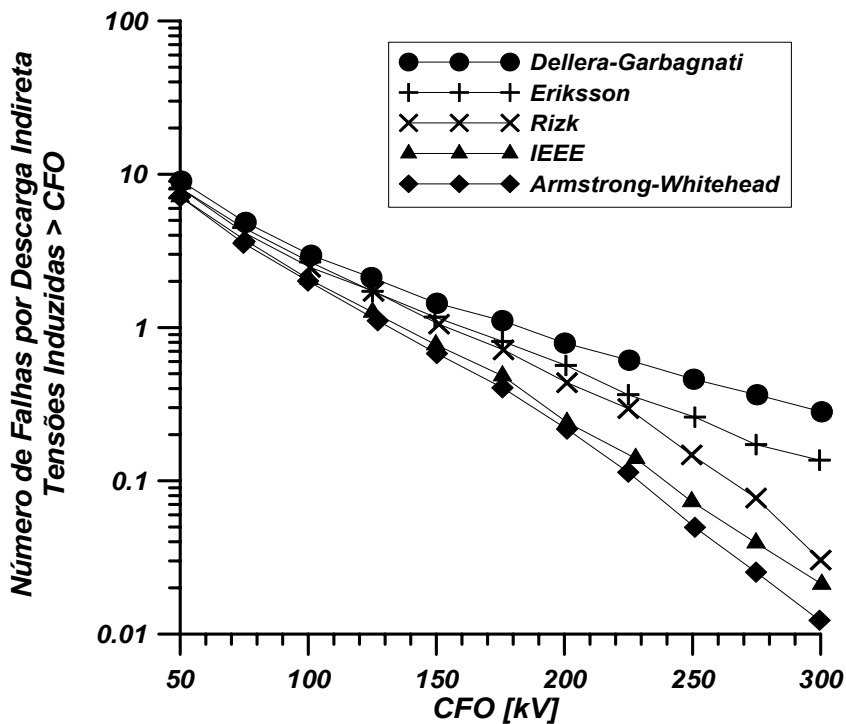


Figura 3.5 - Desempenho de uma Linha Aérea quanto a Descargas Induzidas para um Solo com Condutividade 0,001 S/m, Utilizando-se dos Modelos das Tabelas 3.1 e 3.2, e das Distribuições da Tabela 3.4.

3.2 - TENSÕES INDUZIDAS EM LINHAS AÉREAS

As taxas de falhas por descargas (“Flashover”), nos condutores mais elevados das linhas de distribuição construídas com configurações multicondutores, assim como as sobretensões induzidas, podem ser estimadas através de um procedimento estatístico baseado no *Método de Monte Carlo*. Uma vez conhecida a *Característica de Suportabilidade Tensão x Tempo* da isolação, a meta é alcançar a melhor estimativa quanto ao número de falhas para uma determinada densidade de descargas ao solo, que exceda certo valor de tensão.

Para cada evento (descarga ao solo), as sobretensões induzidas ao longo da linha foram estimadas usando o *Programa LIOV*. Finalmente, o procedimento é comparado com aquele proposto na Norma *IEEE – 1410*.

3.2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Como é de conhecimento geral as redes de distribuição em média tensão e baixa tensão podem ser solicitadas por níveis perigosos de sobretensões oriundos dos processos de indução devido a descargas atmosféricas nas vizinhanças da linha. Devido à altura limitada das linhas de distribuição quando comparadas às alturas das estruturas próximas, as solicitações devido a descargas induzidas são, em geral, eventos mais freqüentes que as solicitações devido a descargas diretas. Neste caso a idéia é quantificar as taxas de falha (falha dielétrica, ruptura do isolamento - “flashover”) associadas às descargas induzidas no condutor mais elevado de uma linha de distribuição a multicondutores. Os cálculos desenvolvidos usualmente seguem os procedimentos baseados no *Método de Monte Carlo*.

O resultado dos estudos contemplando estas considerações é o número de eventos, para uma dada densidade de descargas e um dado comprimento de linha, que induzem sobretensões com amplitudes que excedem um determinado valor de referência, por exemplo, o *Nível Básico de Isolamento - NBI*. Para uma linha específica, isto permite estimar a freqüência de distribuição das tensões de descargas induzidas. Uma vez fornecida a *Característica Tensão Suportável x Tempo* para o sistema de isolamento torna-se possível prever, de forma clássica, o desempenho do sistema na forma de *Número de Falhas de Isolamento x Tensão Disruptiva Crítica ($U_{50\%}$ - CFO)* do sistema.

3.2.2 PROCEDIMENTO BASEADO NO MÉTODO DE MONTE CARLO PARA DETERMINAR O DESEMPENHO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO QUANTO A DESCARGAS INDUZIDAS

A determinação do desempenho de linhas de distribuição quanto a descargas induzidas, requer uma modelagem precisa dos mecanismos de indução. Outros fenômenos (corona, por exemplo), bem como a presença de equipamentos ao longo da linha, também devem ser apropriadamente modelados. O grande número de fatores envolvidos confere ao

problema um grau de dificuldade elevado. Como resultado, diversos procedimentos complexos têm sido propostos recentemente, os quais cobrem alguns aspectos do problema.

Um dos procedimentos de cálculo recentemente propostos [18] é baseado em uma modelagem precisa dos mecanismos de indução de tensão associados às descargas atmosféricas e na Técnica de Monte Carlo com características adicionais.

3.2.3 DETERMINAÇÃO DAS TENSÕES INDUZIDAS

No método proposto, as sobretensões induzidas são calculadas com o *Código LIOV*. O *Código LIOV* foi desenvolvido como parte do trabalho de colaboração internacional envolvendo a *Universidade de Bologna – Departamento de Engenharia Elétrica*, o *Instituto Federal de Tecnologia da Suíça – Laboratório de Sistemas de Potência*, e a *Universidade “La Sapienza” de Roma – Departamento de Engenharia Elétrica* [19].

O *Código LIOV* é baseado na formulação de Agrawal, para o acoplamento do campo eletromagnético de linhas de transmissão, adequadamente adaptado para o caso de linha aérea atingida por um campo eletromagnético devido a uma descarga induzida.

De acordo com o modelo de acoplamento de Agrawal, as funções que excitam a linha são as componentes horizontal e vertical do campo elétrico incidente, definido como a soma do campo irradiado pela descarga e o campo refletido pelo solo, supondo-se a ausência dos condutores da linha. O campo total é a soma do campo incidente e o campo espalhado pela linha. A tensão total $u_k(x, t)$ induzida no ponto x de um condutor kn genérico de uma linha a multicondutores no tempo t é dado pela Equação 3.9.

$$u_k(x, t) = u_k^i(x, t) + u_k^s(x, t) \quad (3.9)$$

onde:

$u_k^s(x, t)$ – Tensão espalhada; e

$u_k^i(x, t)$ – Tensão incidente, definida pela Equação 3.10:

$$u_k^i(x, t) = - \int_0^{h_k} E_{z_k}^i(x, z, t) dz \quad (3.10)$$

onde:

$E_{z_k}^i(x, z, t)$ – Componente vertical do campo elétrico incidente; e

h_k – Altura do condutor kn da linha a multi - condutores.

O vetor das tensões espalhadas [$u^s(x, t)$] pode ser obtido da solução das Equações 3.11 e 3.12.

$$\frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} [\mathbf{u}^s(\mathbf{x}, t)] + [\mathbf{L}'] \frac{\partial}{\partial t} [\mathbf{i}(\mathbf{x}, t)] + [\xi' \mathbf{g}] \otimes \frac{\partial}{\partial t} [\mathbf{i}(\mathbf{x}, t)] = [\mathbf{E}_x^i(\mathbf{x}, h_k, t)] \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} [\mathbf{i}(\mathbf{x}, t)] + [\mathbf{C}'] \frac{\partial}{\partial t} [\mathbf{u}^s(\mathbf{x}, t)] = \mathbf{0} \quad (3.12)$$

onde:

$[\mathbf{L}']$ e $[\mathbf{C}']$ são as matrizes da linha por unidade de comprimento de indutância e capacitância respectivamente;

$[\xi' \mathbf{g}]$ é a matriz da impedância transiente de terra (a impedância do fio é negligenciada);

$[\mathbf{E}_x^i(\mathbf{x}, h_k, t)]$ é o vetor dos componentes do campo elétrico de excitação (incidente) no ponto x dos vários condutores da linha;

$[\mathbf{i}(\mathbf{x}, t)]$ é o vetor de correntes no ponto x dos vários condutores da linha;

\otimes indica a operação de convolução.

No *Código LIOV*, o campo elétrico vertical incidente é calculado com as equações de campo eletromagnético conforme proposto por *Uman*. O campo elétrico horizontal é calculado com a fórmula de *Cooray* e *Rubinstein*. Para a descrição da distribuição no espaço e no tempo da corrente de descarga ao longo do canal da descarga de retorno foi adotado o *Modelo Modificado para Linha de Transmissão – MTL*.

Quando da ocorrência de uma descarga ao solo, o *Código LIOV* calcula a tensão induzida ao longo de uma linha a multicondutores em função de vários parâmetros: forma da corrente do canal base de descarga, velocidade da descarga, geometria da linha (altura, comprimento, número e posição dos condutores), posição do local da descarga em relação à linha, resistividade do solo, permissividade relativa e impedâncias terminais.

Embora a tensão induzida possa ser calculada a partir de qualquer forma de corrente de descarga, com o objetivo de reduzir o tempo computacional, a forma da corrente é aproximada por uma rampa até o pico lp no tempo T_F (tempo de frente), então a amplitude da corrente é mantida constante. Correntes de descarga com formas diferentes, mas com a mesma amplitude e declividade média entre 30% e 90%, são razoavelmente assumidas como dando origem a tensões induzidas semelhantes.

3.2.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO

Como anteriormente exposto, a evolução do desempenho frente a descargas ao solo em linhas de distribuição é baseada na aplicação das *Técnicas de Monte Carlo*. É conveniente notar que, quando a condutividade do solo é diferente de zero, a tensão induzida

máxima não ocorre necessariamente no ponto mais próximo do local da descarga, o que facilita a análise é considerar uma linha casada de comprimento finito localizada na área de indução da descarga.

De modo geral, a área de impacto das descargas atmosféricas deve ser ampla o suficiente para incluir todos os eventos de descarga, que possam induzir valores de tensão que resultem em falha no isolamento. Tipicamente, considera-se uma linha de 1 a 2 km, centrada em uma área de 4 a 8 km².

Os valores de amplitude da corrente I_p e o tempo de frente T_F são gerados aleatoriamente segundo uma Distribuição Log – Normal. Em particular, o valor T_F é determinado através da distribuição log - normal do parâmetro T_{30} , definido como o tempo entre 30% e 90% de I_p e assumindo-se que $T_F = T_{30}/0,6$, como proposto por Chowdhuri.

Caso a distância entre a descarga e a linha seja maior que a chamada distância de atração lateral - d_l , o evento é considerado uma descarga induzida e a máxima amplitude da sobretensão associada é computada. Caso contrário, a descarga é considerada direta. No caso discutido neste texto foi considerado que distância lateral é calculada segundo as Equações 3.13 e 3.14.

$$d_l(I_p) = \sqrt{r_s^2 - (0,9 \cdot r_s - h)^2} \quad (3.13)$$

$$r_s = 10 \times I_p^{0,65} \quad (3.14)$$

onde:

I_p – Amplitude da corrente de descarga,

r_s – Menor distância ao condutor1; e

h – Altura do condutor.

Uma vez que a máxima amplitude da tensão induzida ao longo da linha é determinada para cada evento, a formulação clássica pode ser inferida com base na densidade anual de descargas ao solo N_g e a característica tensão suportável versus tempo do isolamento da linha sob estudo.

3.2.5 CARACTERÍSTICAS ADICIONAIS

A tensão de regime permanente à frequência industrial, levando-se em conta o procedimento de geração dos eventos e o cálculo das sobretensões, é assumida constante, devido à alta frequência e curta duração das tensões induzidas.

No procedimento de geração dos eventos, valores aleatórios com distribuição uniforme da tensão de fase são gerados para uma das três fases; as tensões nas duas outras

fases são então assumidas, juntamente com a primeira, como formando um sistema positivo para cada evento.

No cálculo das sobretensões, o valor de regime permanente da tensão de cada fase é considerado através de sua simples adição à tensão incidente (induzida), dada pela Equação 3.10. A razão para isto é que a corrente circulando na linha antes de uma descarga, não afeta a amplitude da tensão induzida, e sendo assim o par de Equações 3.11 e 3.12 permanece inalterado.

Uma outra característica adicional do procedimento é que ele leva em consideração também a alteração no fator de acoplamento entre os condutores da linha e a terra no local de incidência da descarga. Isso é modelado considerando que cada condutor de fase é conectado a terra através de uma resistência R_{gp} . Em condições normais, o valor de R_{gp} é infinito. Quando ocorre uma descarga entre fase e terra, R_{gp} assume o valor correspondente à resistência de aterramento no poste sob falha adicionado ao da impedância de falta. Com este modelo simples, é possível investigar, em uma primeira aproximação, até que ponto uma descarga em uma das fases pode afetar as sobretensões nas outras duas.

A tensão espalhada nos pontos x_p dos condutores das fases onde a tensão induzida exceda a tensão disruptiva crítica (o CFO), é calculada pela Equação 3.15.

$$[u^s(x_p, t)] = [R_{gp}] \cdot [(i_{gp})] + \left[\int_0^h E_z^i(x_p, z, t) dz \right] \quad (3.15)$$

Onde:

$[i_{gp}]$ - Matriz das correntes induzidas desviadas para a terra – Figura 3.6; e

$[R_{gp}]$ - Matriz diagonal das resistências fase-terra dos postes.

Considera-se que uma sobretensão causa uma descarga quando excede em 1,5 o valor de CFO. O fator 1,5 é uma aproximação que leva em conta a elevação da suportabilidade da característica tensão versus tempo segundo proposto na Norma IEEE – 1410. No entanto, este fato não tem sido observado ao longo de ensaios realizados no Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá.

3.2.6 RESULTADOS PARA UMA LINHA MONOFÁSICA E SUA COMPARAÇÃO COM OS RESULTADOS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO NA NORMA IEEE – 1410

Este modelo não considera a tensão industrial em regime permanente. Para a determinação de tensões induzidas a Norma IEEE – 1410 adota o equacionamento simplificado de Rusck, conhecido, de modo geral, como *Fórmula de Rusck*. Esta equação é oriunda de um equacionamento geral, no entanto considera o caso de um degrau de corrente

aplicado a uma linha monofásica infinitamente longa sobre um solo perfeitamente condutor. A Equação 3.16, ou seja, a *Fórmula de Rusck* fornece o valor máximo da sobretensão induzida $U_{\text{Máx}}$ [kV] no ponto da linha mais próximo da descarga:

$$U_{\text{máx}} = Z_0 \frac{I_p \cdot h}{d} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot v \cdot \frac{1}{\sqrt{(1 - 0,5 \cdot v^2)}} \right) \quad (3.16)$$

Onde:

$$Z_0 = \frac{1}{4\pi} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}} = 30\Omega \quad (3.17)$$

e

I_p – Corrente em kA;

h – Altura da linha em metros;

d – Distância da descarga ao centro da linha em metros; e

v – Razão entre as velocidades da descarga induzida e da luz.

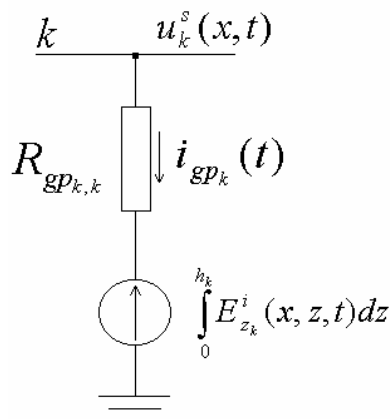


Figura 3.6 – Modelo de poste durante k -ésima descarga fase terra de uma linha a multi-condutores atingidos por um campo eletromagnético externo. (R_{gp} é a resistência de aterramento do poste em questão).

A concepção do procedimento estatístico usado para inferir o desempenho frente a descargas indiretas em uma linha de distribuição considera que a amplitude da corrente de descarga varia entre 1 e 200kA com passo de 1kA. O número anual de falhas na isolação por km de linha de distribuição, F_p , é obtido como sendo o somatório das contribuições de todos os intervalos considerados:

$$F_p = 2 \cdot \sum_{i=1}^{200} (d_{\text{max}}^i - d_{\text{min}}^i) \cdot N_g \cdot P_i \quad (3.18)$$

onde:

P_i – Probabilidade da corrente de pico I_p ser no i -ésimo intervalo;

d^{min} – Mínima distância para a qual a descarga é indireta na linha;

d^{max} – Máxima distância para a qual a descarga possa produzir uma falha na isolação.

A probabilidade P_i é determinada como a diferença entre a probabilidade de que a corrente seja igual ou maior que o limite inferior e a probabilidade de que a corrente alcance ou exceda o limite superior do i -ésimo intervalo. Na concepção da distribuição probabilística da corrente de pico induzida, é adotada a Equação 3.19.

$$P(I_p \geq I_p^*) = \frac{1}{1 + (I_p^* / 31)^{2.6}} \quad I_p^* \leq 200 \text{ kA} \quad (3.19)$$

O valor de d^{min} é igual à distância lateral d^l que é determinada pela Equação 3.13. O valor de d^{max} é calculado através da fórmula de Rusck – Equação 3.16, tomando I_p como limite inferior de corrente do intervalo e $U_{MAX} = 1,5 * CFO$. O valor de v na Equação 3.16 é escolhido igual a 0,4 e $N_g = 1 \text{ descarga/km}^2/\text{ano}$.

As simulações demonstraram que o método estatístico apresenta os mesmos valores do método proposto na *Norma IEEE – 1410* quando as tensões induzidas são determinadas com a fórmula de Rusck, e não pelo *Código LIOV*, para as condições seguintes: a mesma distribuição de probabilidade da corrente induzida, os mesmos valores de velocidade da descarga indireta (retorno), o mesmo comprimento da linha e expressão da distância lateral bem como, quando se desconsidera a tensão de regime permanente.

As diferenças entre o resultado do método estatístico, considerando o caso de solo perfeitamente condutor, e o método proposto na *Norma IEEE – 1410* podem ser explicadas pelo fato que a Fórmula de Rusck simplificada considera a corrente de descarga como modelada por uma função degrau [20]. No que diz respeito à corrente de descarga vale mencionar que ao se repetir o conjunto de cálculos mantendo $T_F = 1 \mu\text{s}$ constante, independentemente da amplitude I_p da corrente de descarga, que os dois métodos convergem, basicamente, para os mesmos resultados. Segundo observações, existe uma forte dependência entre a amplitude da corrente de descarga, o tempo de frente do impulso de corrente e a velocidade ao longo do canal de descarga.

Os resultados obtidos para o caso de solos com perdas não podem ser comparados com aqueles propostos na *Norma IEEE - 1410*. No entanto, é interessante observar que a presença de solos condutivos atua no sentido de piorar o desempenho da linha. Isto é devido ao incremento da componente horizontal do campo associado à resistividade do solo. Isto confirma a importância fundamental de uma estimativa acurada dos mecanismos de indução de tensão ao longo das linhas.

CAPÍTULO 4 – PÁRA-RAIOS

Este capítulo mostra as principais características dos pára-raios utilizados nas redes de média tensão. Deste modo, são abordados os pára-raios convencionais à carboneto de silício, que ainda constituem a maior parte do número de unidades instaladas e os seus substitutos os pára-raios a óxido metálico sem centelhadores. Esta abordagem foi escolhida de maneira a prover condições para o perfeito conhecimento do comportamento dessas unidade e formar uma base para o conhecimento de sua aplicação e especificação.

4.1 - PÁRA-RAIOS CONVENCIONAIS A CARBONETO DE SILÍCIO

4.1.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E DESEMPENHO

Na Figura 4.1, está representado uma vista em corte de um pára-raios a carboneto de silício para sistemas de distribuição, bem como as suas partes constituintes. Os pára-raios convencionais também denominados pára-raios tipo válvula, são compostos por um centelhador (gap) em ar, geralmente múltiplo, em série com um ou mais resistores a Carboneto de Silício - SiC, também denominados de elementos tipo válvula.

Em um pára-raios convencional, a característica tensão disruptiva versus tempo de centelhador, simples ou múltiplo, determina o valor de tensão a partir do qual a atuação do pára-raios passa a ser efetiva.

O pára-raios apresenta, antes do instante de atuação de seu centelhador, um comportamento passivo em relação ao sistema onde se encontra ligado. Decorrido este período ele apresenta um comportamento ativo, sendo a queda de tensão nos centelhadores muito reduzida. Em certos casos, como em pára-raios para sistemas de distribuição, construídos com centelhadores passivos, a tensão nos centelhadores é inferior a 1 [V/kV] da

tensão nominal do pára-raios. Conseqüentemente, toda a tensão imposta pelo pára-raios aos equipamentos protegidos é resultante da queda de tensão nos resistores a carboneto de silício, denominada tensão residual do pára-raios, acrescida da queda de tensão nos seus cabos de conexão para as fases e para a terra.

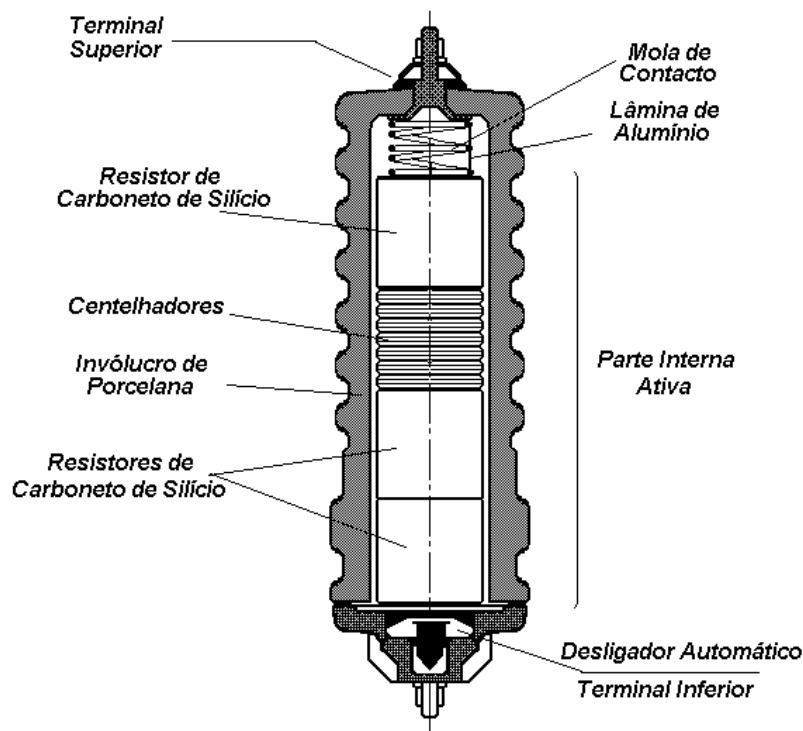


Figura 4.1 - Pára-raios para Sistemas de Distribuição - Vista em Corte

4.1.2 OS RESISTORES A CARBONETO DE SILÍCIO

Com a atuação do centelhador do pára-raios, ou seja, durante o processo de condução de corrente, a tensão nos terminais do pára-raios corresponde unicamente à queda de tensão nos resistores a carboneto de silício, visto que a queda de tensão nos centelhadores normalmente passivos é desprezada. O mesmo não pode ser considerado para o caso de pára-raios que utilizam centelhadores ativos, ou seja, dotados de uma característica denominada "Limitadora de Corrente".

A tensão residual do pára-raios é obtida através de ensaios em laboratórios, no qual são aplicados impulsos padronizados. Normalmente estes valores são utilizados para a determinação do nível de proteção oferecido pelos pára-raios a carboneto de silício. Impulsos com forma 8×20 [μs], e valores de crista são aplicados nestes ensaios:

- ABNT, IEC - 2,5 [kA], 5,0 [kA] e 10,0 [kA]

- ANSI, CSA - 1,5 [kA], 3,0 [kA], 5,0 [kA], 10,0 [kA] e 20,0 [kA]

Em papel mono-log, estes valores permitem obter a curva mostrada na Figura 4.2, denominada de Característica Tensão Residual versus Corrente de Descarga.

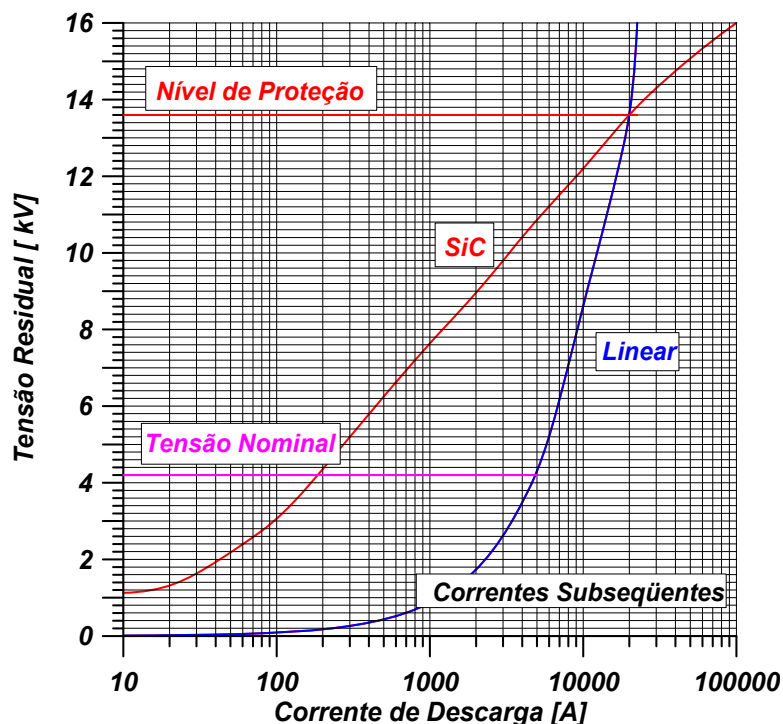


Figura 4.2 - Tensão Residual versus Corrente de Descarga para um Resistor a Carboneto de Silício de um Pára-raios para um Sistema de Distribuição

Na Figura 4.5 são mostrados resultados de tensão residual para correntes não padronizadas, ou seja, com tempos até a crista diferente de δ [μs]. Para estes tempos existe uma explicação física, pois tendo em vista que a resistência de carboneto de silício está diretamente ligada com a temperatura, as correntes rápidas devem implicar em um menor aquecimento.

O coeficiente de variação da temperatura relacionado com o mecanismo de condução de corrente de um resistor a carboneto de silício é negativo, ou seja, a resistência oferecida decresce com o aumento da temperatura. Deste modo, a resistência efetiva é reduzida em função dos aumentos da corrente de descarga. Convém ressaltar que embora a tensão residual para correntes elevadas seja também elevada, a relação entre as amplitudes de corrente de descarga de alta e baixa intensidade e a tensão residual é inferior a que existe nos resistores lineares.

Deste modo, devido a aumentos anormais de temperatura, ocorrem decréscimos na resistência dos resistores a carboneto de silício. Caso este decréscimo seja muito elevado, os centelhadores podem não interromper a corrente subseqüente. Assim, o pára-raios entra no modo de falha. Logo, é possível concluir que os resistores a carboneto de silício possuem uma margem de sobrecarga muito pequena, podendo facilmente ser destruídos caso sejam

solicitados por descargas que resultem em um volume total de energia absorvida maior que o limite de projeto.

A operação de um pára-raios convencional implica na condução de corrente até que o arco formado nos centelhadores seja extinto, quando do próximo zero de tensão em frequência industrial. Portanto, em termos práticos, a corrente através do pára-raios pode ser dividida em duas:

a) uma corrente relativa ao impulso, de origem atmosférica ou de manobra, denominada corrente de descarga;

b) outra corrente entre o tempo de extinção do impulso e o de extinção de arco nos centelhadores, denominada corrente subsequente.

Geralmente, em resistores bem projetados, os processos de destruição são resultantes da descarga da corrente de impulso atmosférico ou de manobra, denominada solicitação principal, e da solicitação imposta pela existência de corrente subsequente.

A corrente subsequente decresce rapidamente após atingir o seu valor de crista aproximando-se de zero com uma inclinação bem suave, conforme ilustra a Figura 4.3.

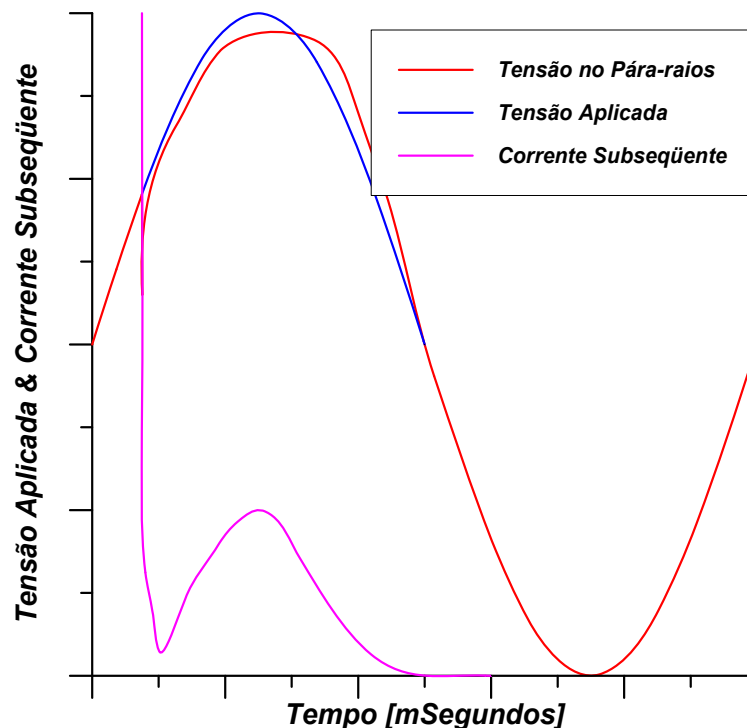


Figura 4.3 - Forma Típica da Corrente Subsequente

É interessante observar que a corrente subsequente apresenta uma característica praticamente resistiva, implicando que a extinção do arco nos centelhadores do pára-raios não apresenta sobretensão ou outros tipos de transitórios.

A amplitude da corrente subsequente (%) em função do ponto de atuação do pára-raios em graus é mostrada na Figura 4.4, sendo que, sob a aplicação de uma tensão praticamente senoidal, em um resistor não-linear, a corrente subsequente apresenta uma forma não senoidal.

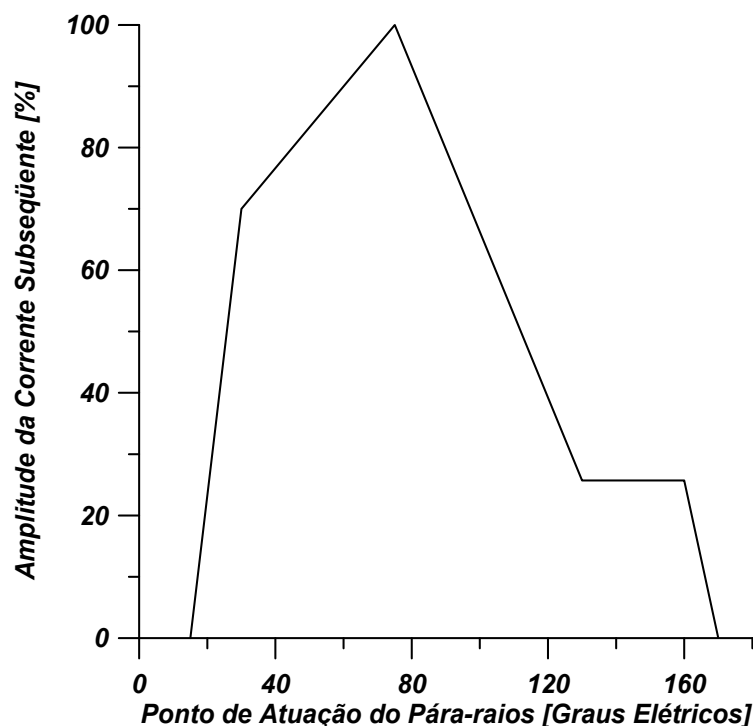


Figura 4.4 - Variação da Corrente Subsequente em função do Ponto de Atuação do Pára-raios

No caso dos pára-raios estarem ligados, por exemplo, a uma indutância, a aproximação final do zero de corrente, pode ocorrer em um instante um pouco inferior ao zero de tensão, tal como em um disjuntor, aparecendo através do centelhador uma tensão de restabelecimento transitória de pequena amplitude. De acordo com a Figura 4.4, a solicitação em termos de energia relativa à corrente subsequente, é função do ponto (em graus), entrando o pára-raios em condução na frequência industrial, através da disrupção de seu centelhador.

É fundamental esclarecer que nenhuma norma técnica sobre pára-raios, define a amplitude da corrente, pois esta é um resultado de projeto, que independentemente do valor da mesma, deverá apresentar um comportamento adequado.

De modo a ilustrar o fenômeno da não linearidade apresentada pelos resistores a carboneto de silício, a Figura 4.2 mostra a característica tensão corrente obtida para dois resistores dotados de dimensões definidas de modo a fornecerem o mesmo nível de proteção sob uma mesma corrente de descarga.

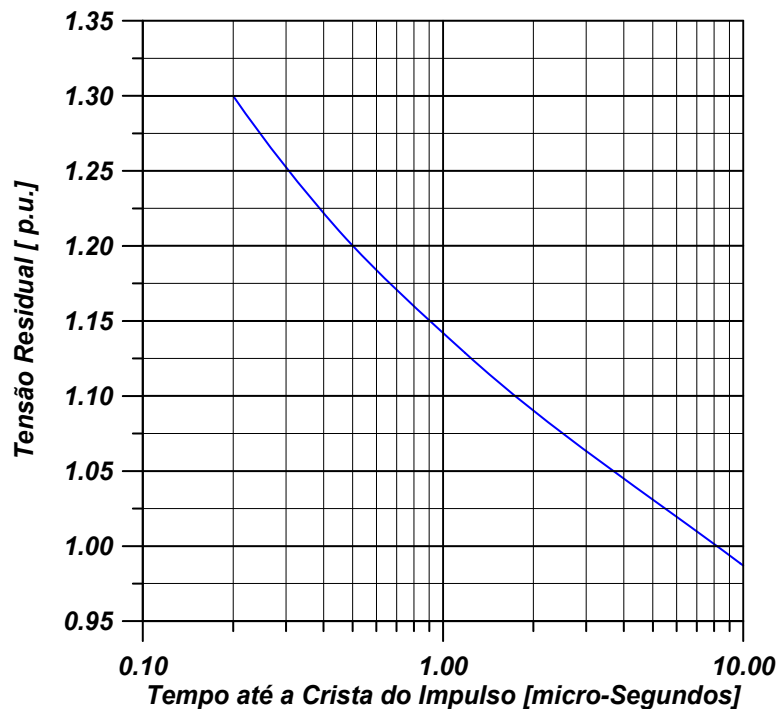


Figura 4.5 - Fator de Correção para a Tensão Residual

Por exemplo, para uma tensão residual de 13,5 [kV] e uma corrente de descarga de 20 [kA], a corrente sob as condições de tensão nominal, corrente subsequente é de 180 [A] para o resistor a carboneto de silício, contra 5,2 [kA] para o resistor não-linear. Isto implica que os resistores a carboneto de silício apresentam uma capacidade de fornecer um nível de proteção adequado e reduzir de modo natural as correntes subsequentes dos pára-raios a níveis capazes de serem interrompidos pelos centelhadores.

Convém ressaltar que não é levado em consideração na maioria dos Estudos de Coordenação de Isolamento, o acoplamento mútuo existente entre o pára-raios e o equipamento protegido.

Em Sistemas de A.T. é comum adotar os dados corrigidos. Nestes casos é usual utilizar uma corrente incidente que resulte em, por exemplo, uma onda viajante de tensão com uma taxa de crescimento da ordem de 2000 [kV/ μ s]. Determina-se a forma do impulso que atinge o pára-raios e, finalmente, faz-se a correção da tensão residual dos pára-raios para o tempo de crista observado. Embora os processos acima não sejam corretos, os resultados de campo comprovam sua eficácia.

4.1.3 CARACTERÍSTICAS DOS CENTELHADORES

Os centelhadores dos pára-raios são construídos por eletrodos estampados em latão, cobre ou aço inox, sendo separados do eletrodo adjacente por espaçadores, geralmente cerâmicos, permitindo a formação de pequenos centelhadores individuais, como mostra a Figura 4.6.

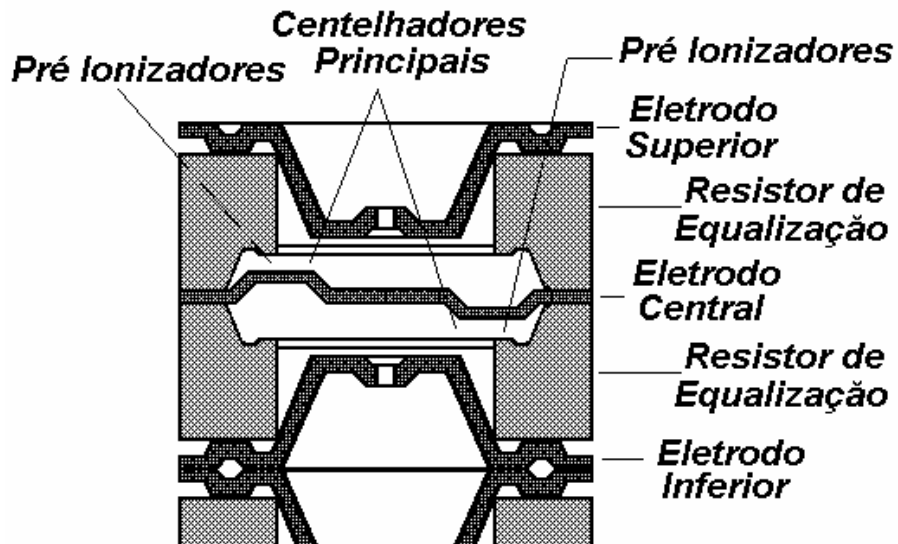


Figura 4.6 - Arranjo Típico de um centelhador com Espaçadores Cerâmicos Resistivos

Em meios gasosos, os mecanismos de descarga são dependentes da densidade das moléculas dos gases existentes no espaço entre os eletrodos. Isto implica que os invólucros dos pára-raios com centelhadores devem ser hermeticamente selados. Alguns sistemas trabalham com pressão interior positiva. Em qualquer dos casos, a perda de vedação implica na perda da característica de tensão disruptiva dos pára-raios com centelhadores.

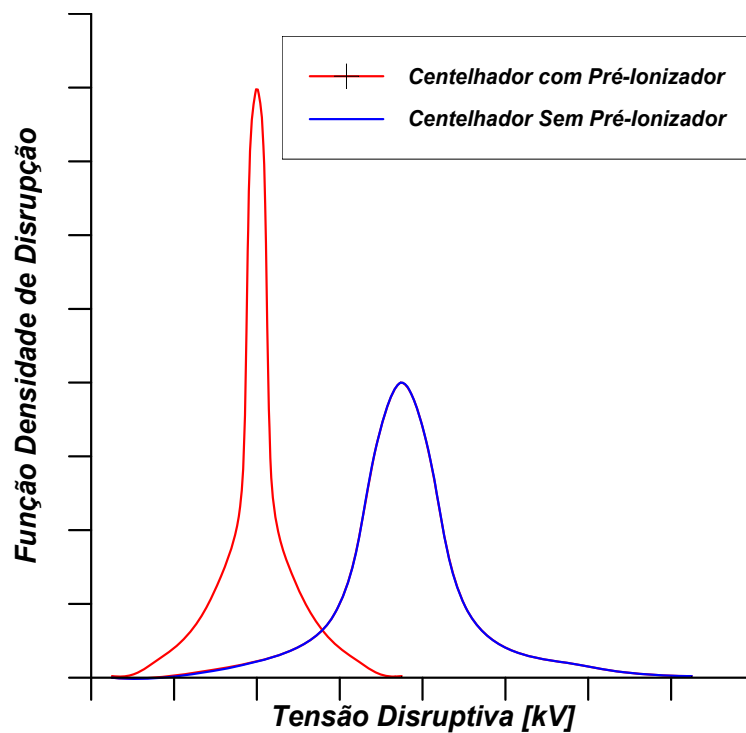


Figura 4.7 - Efeito dos Centelhadores Pré - ionizadores na Tensão Disruptiva, Inclusive Para Impulsos Íngremes.

Tal como mostrado na Figura 4.6, ambos centelhadores, pré - ionizador e principal podem ser estampados em um único eletrodo. No entanto, mesmo apresentando diferenças físicas, os diversos tipos de pré – ionizadores trabalham de forma semelhante, independente do projeto do pára-raios.

O sistema de pré-ionização implica na construção em paralelo com o centelhador principal de um pequeno centelhador pré - ionizador para minimizar o atraso de tempo estatístico, ou seja, intervalo entre o aparecimento do primeiro elétron livre e o início da avalanche disruptiva. Os pré - ionizadores são conectados, ao circuito equivalente do pára-raios através de uma elevada impedância, capacitiva ou resistiva. Os centelhadores pré - ionizadores entram em disrupção sob uma tensão inferior à do centelhador principal. Visto que ambos dividem um mesmo espaço físico, vem que a disrupção do centelhador pré - ionizador gera elétrons livres para possibilitar que o centelhador principal entre em disrupção por meio de avalanche.

Devido à elevada impedância série, os centelhadores pré - ionizadores não conduzem correntes elevadas. Deste modo, o desempenho do pára-raios não sofre efeito apreciável. Após a disrupção dos centelhadores principais, a função principal dos centelhadores pré - ionizadores está na redução da variação da tensão disruptiva e do "Up-Turn" observados quando da aplicação de impulsos íngrimes conforme está mostrado na Figura 4.7.

Uma vez estando definidos os procedimentos de vedação dos dispositivos pré - ionizadores, as características disruptivas dos centelhadores individuais são asseguradas. Deste modo, a característica disruptiva dos centelhadores múltiplos termina por ser definida pela distribuição de tensão ao longo da coluna dos centelhadores múltiplos, ou seja, pela tensão imposta aos seus centelhadores individuais.

Em geral, as colunas de centelhadores múltiplas são solicitadas por um pequeno desequilíbrio de tensão. Assim os centelhadores individuais superiores são submetidos a uma maior solicitação parcial em termos de tensão aplicada, logo devem ser os primeiros a entrar em disrupção. Após a disrupção de alguns centelhadores individuais, a tensão aplicada é redistribuída pelos centelhadores remanescentes. É produzido então um efeito conhecido como disrupção em cascata.

4.1.4 CENTELHADORES ATIVOS

De acordo com as *Normas ANSI - CSA*, os centelhadores ativos são aplicáveis a pára-raios, classes Estação, Intermediária e Distribuição, como também em pára-raios para a proteção de conexões entre cabos e linhas aéreas.

Na Figura 4.2 observa-se que qualquer redução nos níveis de proteção implica em um aumento da corrente subsequente a ser interrompida pelos centelhadores. Existem determinados limites impostos pelos centelhadores nas reduções sistemáticas dos níveis de proteção através de reduções sucessivas na tensão residual, associados com o desempenho dos mesmos durante a extinção das correntes subsequentes.

Utilizando-se centelhadores projetados com base no princípio do sopro magnético, ou ainda, ímãs permanentes, é possível prover o movimento constante do arco, e assim melhorar a capacidade dos centelhadores durante o processo de interrupção da corrente subsequente.

A diferença entre os centelhadores ativos e os passivos está no fato de que, devido ao alongamento e resfriamento do arco realizado dentro de câmaras de arco horizontais construídas com material refratário, os centelhadores ativos apresentam uma queda de tensão relativamente elevada. Este fato permite uma redução da tensão aplicada aos resistores a carboneto de silício, bem como o deslocamento de seu ponto de operação frente a tensões em frequência industrial.

Nos centelhadores ativos, a corrente subsequente é forçada para zero, possibilitando a interrupção da corrente antes do zero natural de tensão.

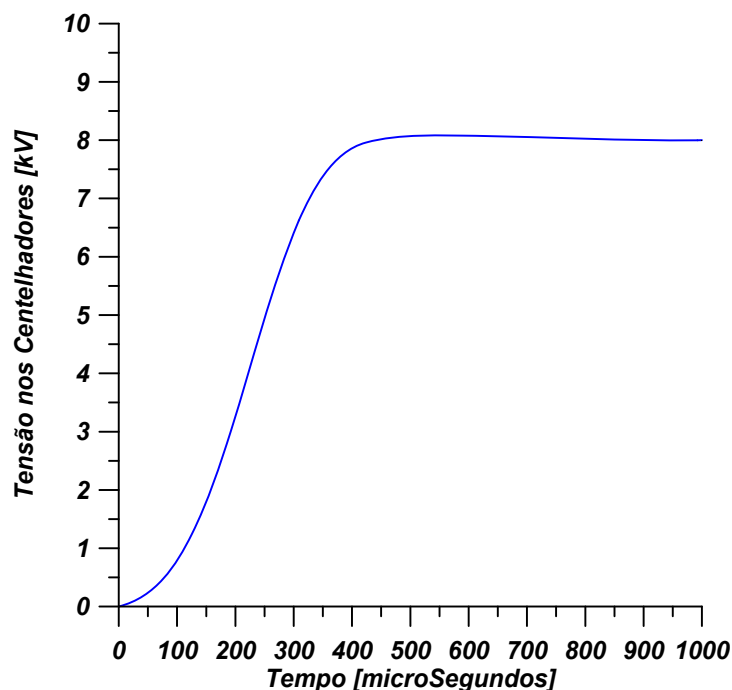


Figura 4.8 - Característica Tensão versus Tempo Desenvolvido em um Centelhador Ativo

A queda de tensão nos centelhadores ativos, conforme mostra a Figura 4.8, apresenta um crescimento lento, seguido de um patamar praticamente constante, no qual permanece até a interrupção da corrente subsequente. O tempo de duração da corrente

subseqüente define a eficiência de um centelhador ativo em função do valor da tensão do arco desenvolvido.

Um dos pontos negativos dos centelhadores ativos está relacionado a sua concepção de projeto, restrita às condições de contorno e sistemas muito específicos. Estando os centelhadores auxiliares, assim como os demais componentes, solicitados por uma forma inesperada de impulso, estes podem ser facilmente destruídos, acarretando um mau funcionamento dos centelhadores. Nestes casos, uma vez que o arco não se desloque de sua posição inicial, o que ocorre em caso de descargas de corrente em linhas de transmissão com impedâncias de surto bastante diferentes, o pára-raios pode entrar em modo de falha.

Deste modo, como áreas potencialmente problemáticas estão aquelas que envolvem elevadas correntes de baixa frequência, por exemplo, devidas às manobras de grandes bancos de capacitores, linhas de transmissão ou cabos isolados de potência.

4.1.5 DESEMPENHO FRENTE A SURTOS ATMOSFÉRICOS

Em sistemas de distribuição e subtransmissão, os pára-raios têm como função controlar as solicitações de tensão nos equipamentos, tipicamente em transformadores e linhas, causados por descargas atmosféricas.

Os valores de correntes padronizados por normas definem os valores dos resistores não-lineares dos pára-raios, assim como os valores de corrente os quais determinam a suportabilidade frente às solicitações severas, e sua capacidade durante a interrupção das correntes subseqüentes.

Os pára-raios são construídos de forma modular. Desta forma, para a execução dos ensaios são utilizadas seções proporcionais representativas do pára-raios completo, para a verificação do seu comportamento.

Sob correntes de descarga com forma 4×10 [μs] e 8×20 [μs], os resistores não-lineares a carboneto de silício são solicitados uniformemente. Para ambas as formas, a duração não é elevada, fato que impede o fenômeno de "Tunneling", ou seja, concentração de corrente em canais condutores, que implica na inutilização dos resistores.

Nestes ensaios, são utilizadas as formas de correntes padronizadas, mostradas na Figura 4.9. As correntes são definidas pela sua amplitude, tempo de crescimento T_1 , dado pela Equação 4.1, conhecido como tempo virtual de frente, e pelo tempo de meia amplitude T_2 .

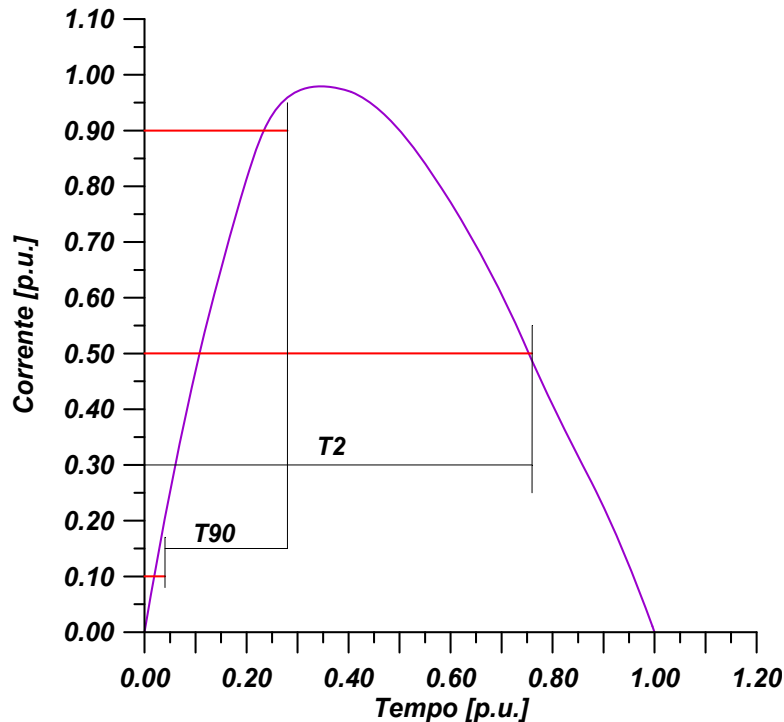


Figura 4.9 - Forma de Corrente de Impulso Padronizada

$$T_1 = 1,25T_{90} \quad (4.1)$$

Onde:

- T_1 - Tempo de frente da corrente de impulso (μs);
- T_2 - Tempo até a metade da amplitude na cauda do impulso (μs);
- T_{90} - Intervalo de tempo entre os valores 10 [%] e 90 [%] da amplitude na frente do impulso.

Os ensaios que determinam as solicitações em termos de descargas atmosféricas segundo as Normas ANSI – C 62.1 [21], IEC 99.1 [22] e NBR 5287 [23] – 5309 [24]; são:

- a) *Ensaio de Ciclo de Operação;*
- b) *Ensaio de Suportabilidade Frente a Correntes com Amplitudes Elevadas;*
- c) *Ensaio de Suportabilidade Frente a Correntes de Longa Duração.*

4.1.6 DESEMPENHO FRENTE A SURTOS DE MANOBRA

As descargas de manobra apresentam correntes de longa duração que além de permitir o fenômeno de "Tunneling", podem conter energia em excesso quando comparadas com as descargas atmosféricas. Sendo assim, a nível microscópico, a homogeneidade dos resistores não lineares e o mecanismo de troca de calor entre os grãos de carboneto de silício e a matriz isolante são fundamentalmente importantes. A matriz isolante deve apresentar elevada capacidade térmica, quando se necessita de elevada resistência frente às solicitações

impostas pelas descargas de longa duração, típicas de manobra.

Os pára-raios classe Distribuição apresentam elevada tensão disruptiva frente a impulso de manobra. Logo, estes pára-raios não são submetidos a este tipo de solicitação. No entanto, os pára-raios classe Intermediária e Estação – Serviços Leve e Pesado apresentam uma reduzida suportabilidade frente a impulsos de manobra em relação a sua tensão nominal, o que implica na existência de uma razoável probabilidade de atuação frente a estas solicitações, que passam a ser determinísticas em alguns projetos. Logo, essas características são objetos de constante observação, por parte dos responsáveis pela manufatura destes pára-raios.

4.1.7 DESEMPENHO FRENTE A SOBRETENSÕES SUSTENTADAS

As sobretensões sustentadas, na frequência fundamental do sistema (50 ou 60 [Hz]), ocorrem devido às faltas, rejeições de cargas ou energização de linhas.

A capacidade de um pára-raios operar na presença de tensão, em frequência industrial, superiores a sua tensão nominal depende de sua suportabilidade frente a dois estados operativos possíveis:

a) *Estado Não Condutor;*

b) *Estado Condutor.*

Estado Não Condutor - Capacidade dos centelhadores em suportar as sobretensões sem entrar em disrupção e sem que os resistores de equalização de potencial entrem em condição de destruição por avalanche térmica, fenômeno conhecido como "Thermal Runaway", semelhante ao que ocorre em resistores a óxido metálico.

Estado Condutor - Suportabilidade dos resistores não lineares principais frente a esforços térmicos extras, tais como a suportabilidade térmica e capacidade de extinção dos centelhadores frente a altas correntes subseqüentes.

A amplitude que as correntes subseqüentes podem atingir por ocasião da atuação sobre uma sobretensão em frequência industrial, pode ser obtida pela Equação 4.2:

$$I_{sub} = I_{sub0} U^{\alpha} p.u. \quad (4.2)$$

Onde:

α - Coeficiente de não-linearidade dos resistores a carboneto de silício, normalmente $2 < \alpha < 4$;

I_{sub0} - Corrente subseqüente para a tensão nominal;

I_{sub} - Corrente subsequente na condição de Sobretensão $U_{p.u.}$.

As normas técnicas definem o valor de tensão disruptiva em frequência industrial mínimo da ordem de $1.50 [p.u.]$. Para os pára-raios classes Estação e Intermediária com tensão nominal superior a $60 [kV]$, este nível atinge $1,35 [p.u.]$. Atentar que os pára-raios distribuição são fabricados para tensões nominais de até $39 kV$.

Um ponto bastante interessante a ser comentado é o fato de não existir um limite superior para a tensão disruptiva sob frequência industrial de um pára-raios, inclusive porque, idealmente, os pára-raios não devem vir a atuar sob estas condições sobre pena de serem danificados. Os pára-raios para a Classe de Distribuição, fabricados segundo *Normas ABNT e IEC*, apresentam como tensão disruptiva à frequência industrial tipicamente $1.7 p.u.$ da tensão nominal. Em pára-raios *Classe A*, entre $2.0 p.u.$, e $2.2 p.u.$ da tensão nominal, pára-raios *Classe B*.

No entanto, o fato de um pára-raios apresentar um elevado nível de tensão disruptiva em frequência industrial não significa que o mesmo apresente suportabilidade frente a tal tensão por períodos de tempo elevados. Isto pode ser verificado com o auxílio dos procedimentos adotados nos ensaios normalizados. Por exemplo, no ensaio da tensão disruptiva em frequência industrial, evita-se ao máximo expor o pára-raios a tensões superiores à sua tensão nominal.

No que diz respeito aos ensaios, quando os mesmos são realizados com equipamento dotado de baixa potência de curto-circuito, ou seja, elevada impedância interna, o fator limitante é uma possível falha de origem térmica dos resistores de equalização de potencial não-lineares, utilizados em praticamente todos os pára-raios classe Estação e Intermediária, e na maioria dos pára-raios de Distribuição para tensões mais elevadas.

A Figura 4.10 ilustra o aspecto da suportabilidade dos pára-raios frente a sobretensões em frequência industrial. Nestes casos, os aumentos da tensão aplicada aos resistores de equalização de potencial não lineares devem ser inferiores aos aumentos do consumo de energia.

Caso o pára-raios entre em condução quando solicitado a uma sobretensão em frequência industrial, a sua probabilidade de falha cresce substancialmente, pois os centelhadores precisam interromper correntes subsequentes elevadas. Isto implica em esforço térmico superior ao previsto no projeto. Estas ocorrências se encontram relacionadas com transitórios de origem atmosférica ou de manobra, capazes de provocar a descarga dos pára-raios, bem como criar uma contingência que resulte em uma condição de sobretensão em frequência industrial.

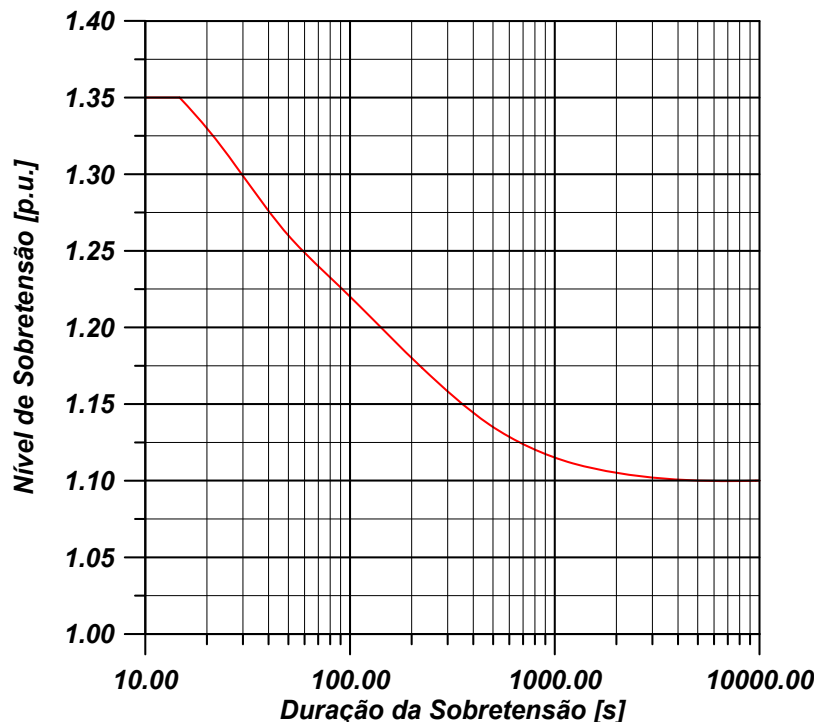


Figura 4.10 - Suportabilidade de um Pára-raios Estação Frente a Sobretensão em Frequência Industrial

Normalmente, o pára-raios para distribuição não apresenta capacidade de operação sob condições de sobretensão em frequência industrial. Assim sendo, quando submetidos a estas condições, sua taxa de falha é determinada pelas características de suportabilidade estatística de seus componentes.

A definição da probabilidade de falha de um pára-raios apresenta um elevado grau de dificuldade, envolvendo fatores aleatórios que influem bastante sobre o desempenho real dos mesmos, conforme a seguir:

- As tolerâncias de fabricação exigem que a tensão nominal dos projetos dos centelhadores seja definida conservativamente, de maneira que a maioria dos pára-raios em serviço seja submetida a aproximadamente 60 [%] a 70 [%] da sua capacidade máxima de interrupção da corrente subsequente;
- A disrupção dos centelhadores ocorre de modo aleatório em qualquer ponto da onda de tensão em frequência fundamental, implicando que o pára-raios raramente interrompa sua máxima corrente subsequente.

Deste modo, de acordo com a Figura 4.11 é possível observar que o desempenho dos pára-raios de distribuição na forma de probabilidade de falha frente às sobretensões é crescente e limitado com respeito à amplitude da tensão aplicada. Já os pára-raios classes Estação e Intermediária apresentam um melhor desempenho frente à operação sob sobretensões em frequência industrial devido ao projeto de seus centelhadores, normalmente

ativos, conforme mostra a Figura 4.12.

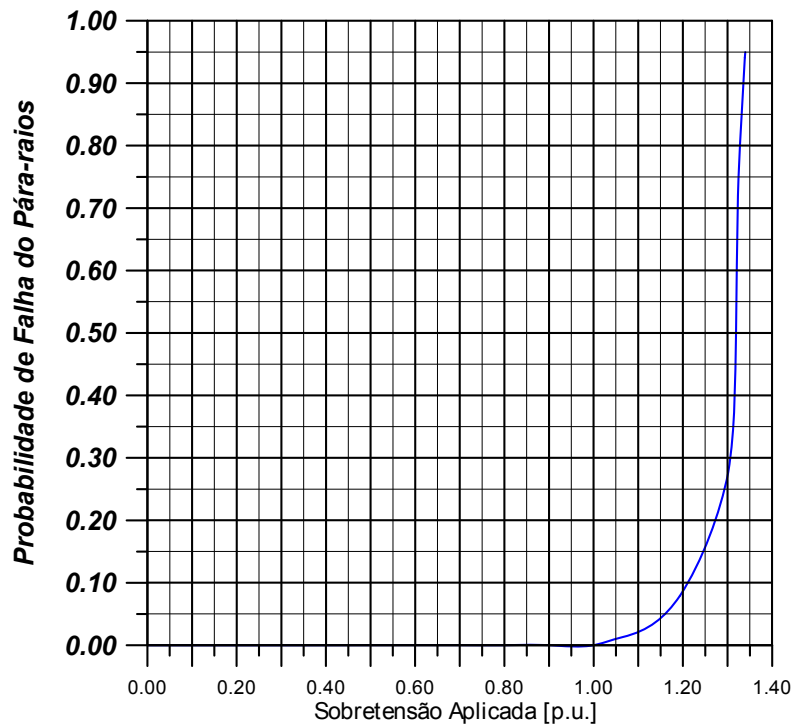


Figura 4.11 - Natureza Estatística da Taxa de Falhas de um Pára-raios de Distribuição Frente a Sobretensão em Frequência Industrial.

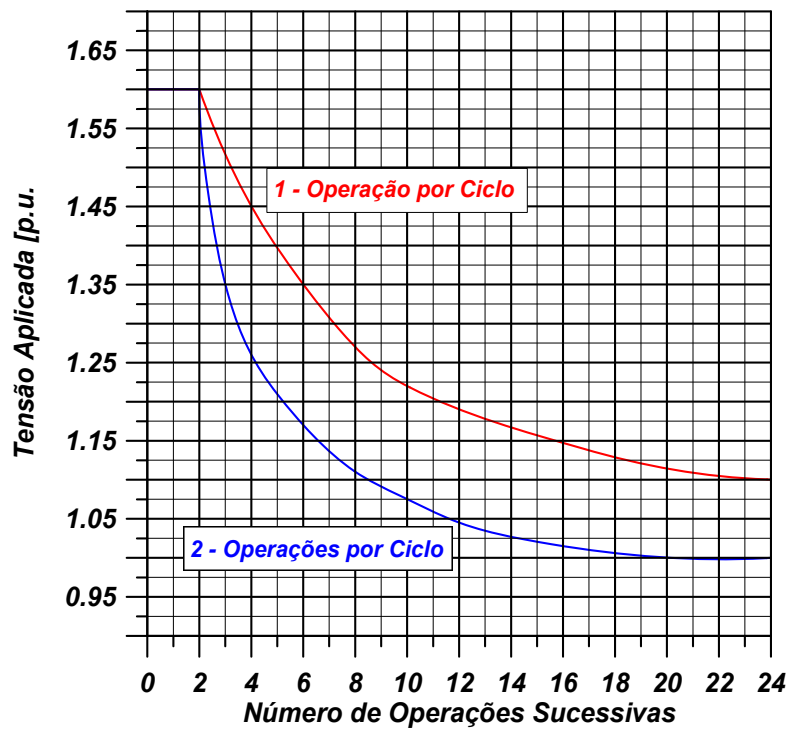


Figura 4.12 – Desempenho de um Pára-raios Estação Frente a Operação sob Sobretensões em Frequência Industrial, segundo OHIO - BRASS.

4.1.8 DESEMPENHO FRENTE À POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA

Os pára-raios a carboneto de silício podem entrar em condição de falha devido à poluição atmosférica depositada sobre seus invólucros. Os fenômenos relacionados com a poluição atmosférica podem apresentar caráter "Transitório" ou "Permanente", sendo que, em ambos os casos, todo o mecanismo de ação dos poluentes se encontra relacionado com a presença de um eletrólito, formado pela solução dos sais que compõem o poluente em água.

O processo de umedecimento da camada de poluentes sólidos se relaciona normalmente com a ocorrência de chuvas leves, ou mesmo neblina. O eletrólito resultante é responsável pela formação de regiões condutoras, ou seja, regiões dotadas de baixa impedância. Devido à circulação de corrente, estas regiões podem se transformar em regiões secas localizadas, dotadas de alta impedância, usualmente conhecidas como "Dry Bands".

Uma vez que, os perfis dos invólucros dos pára-raios são bastante irregulares, a seção condutora e a densidade de corrente apresentam variações substanciais ao longo do invólucro dos pára-raios. Tendo em vista que as regiões secas se encontram relacionadas com as maiores densidades de corrente, as mesmas são formadas aleatoriamente nas regiões de menor diâmetro, sob as saias. Este fato implica na formação de regiões isoladas, condutoras ou não, sob a superfície dos invólucros, acopladas às partes internas ativas dos pára-raios, em específico, aos centelhadores, através da capacitância transversal da porcelana.

Dependendo da queda de tensão imposta às regiões secas, ocorrem sobre a superfície dos invólucros descargas parciais conhecidas como cintilações, que podem transferir através do acoplamento de caráter capacitivo entre a superfície externa e os centelhadores, valores de corrente. Assim é gerada tensão com amplitude suficiente para permitir que parte dos centelhadores entre em condução, conforme mostra a Figura 4.13. Este processo define uma solicitação que pode ser denominada "Solicitação Transitória Imposta pela Poluição", de cunho dielétrico.

A poluição pode ainda, em função do projeto do pára-raios, impor uma solicitação de caráter praticamente permanente, na forma de uma transferência de corrente entre a superfície poluída e o interior do invólucro do pára-raios, conforme mostra a Figura 4.14. Este processo define uma solicitação que pode vir a ser denominada "Solicitação Permanente Imposta pela Poluição", de cunho térmico.

Segundo a Figura 4.14, a transferência de corrente se processa via o flange metálico, que existe somente em pára-raios construídos com unidades múltiplas. Fato comum em pára-raios das classes Intermediária e Estação para sistemas de alta e extra-alta tensão. Nestes casos, o equilíbrio da distribuição da tensão interna do pára-raios é obtido novamente devido à redistribuição de correntes entre a superfície poluída e o sistema de equalização de

potencial, que fica submetido a um elevado esforço térmico, capaz de danificá-lo.

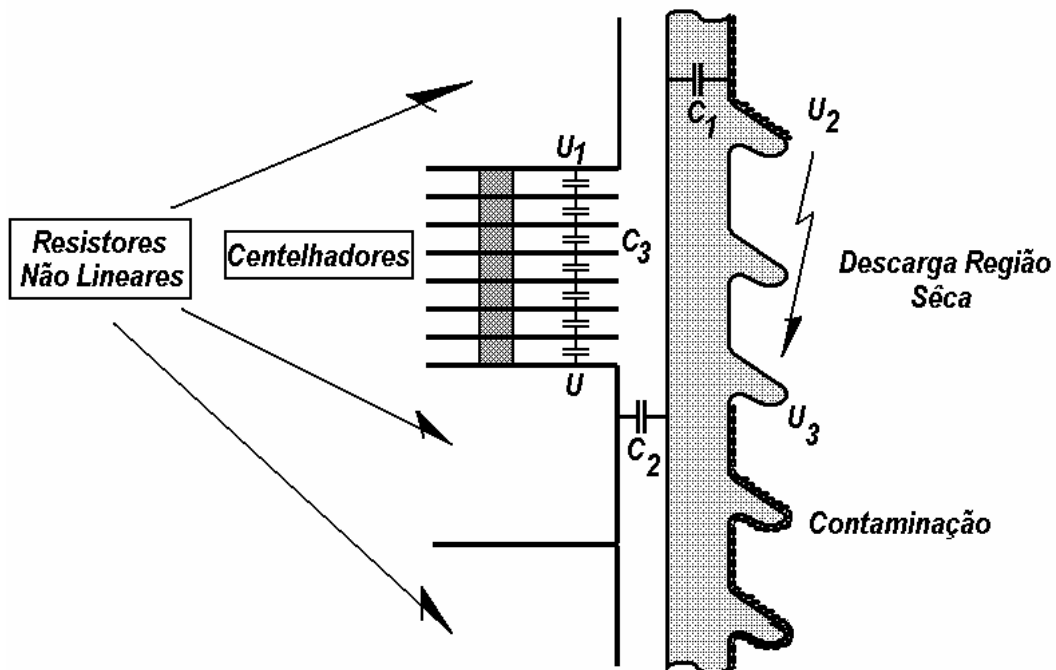


Figura 4.13 - Fenômeno da Poluição em Regime Transitório e a Transferência de Corrente para os Centelhadores

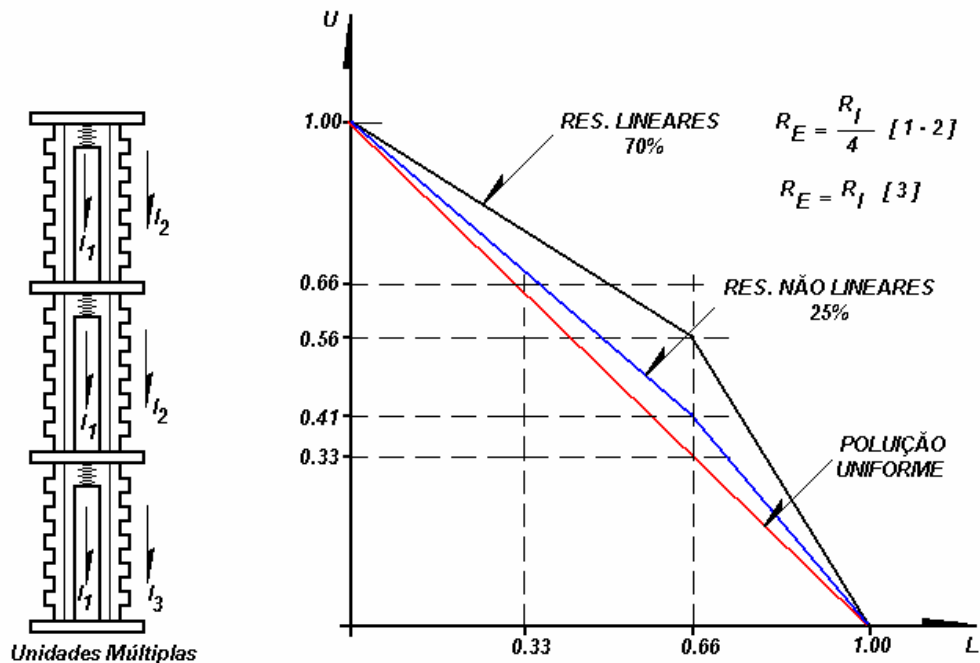


Figura 4.14 - Fenômeno da Poluição em Regime Permanente e a Transferência de Corrente para o Interior do Invólucro de um Para-raios

A utilização de resistores de equalização de potencial não lineares permite a obtenção de uma equalização bem mais eficiente em relação aos resistores lineares, fato que atua no sentido de estabilizar a característica de tensão disruptiva do para-raios. No entanto, todo o sistema fica mais sensível, pois as solicitações térmicas impostas pela poluição são

muito mais elevadas.

Os pára-raios para sistemas de média tensão, classes Distribuição, Intermediária e Estação, são modernamente construídos com invólucros contínuos. Deste modo, a poluição manifesta seus efeitos somente na forma de "Cintilações" que ocorrem preferencialmente nas regiões secas, e que podem vir a ser responsáveis pela disrupção de alguns centelhadores individuais.

Sendo atingidos um número suficiente de centelhadores individuais, todo o centelhador do pára-raios pode entrar de modo espontâneo em disrupção em cascata, fato que vem a impor ao pára-raios a descarga de meio ciclo de corrente subsequente. Caso este fenômeno se repita muitas vezes por segundo, a intervalos de tempo muito próximos, a corrente subsequente a ser interrompida pode, devido ao aquecimento contínuo dos resistores não lineares, aumentar gradualmente. Este fato pode conduzir o pára-raios a falha.

As falhas de pára-raios devido à poluição podem vir a se constituir um problema de grande relevância para sistemas classe 36.2 kV e acima, principalmente, em regiões industriais ou costeiras.

Em alguns casos, é possível que ocorra a disrupção externa entre os terminais do pára-raios devido à presença de elevados níveis de poluição sobre a superfície dos invólucros. Este fato pode resultar, dependendo das condições do sistema, em danos praticamente irreparáveis na superfície do invólucro, responsáveis pela inutilização do pára-raios. Nestes casos, a melhor solução é prever a remoção da camada de poluentes ou lavagem periódica.

4.2 - PÁRA-RAIOS A ÓXIDO METÁLICO SEM CENTELHADORES

4.2.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E DESEMPENHO

Os pára-raios a óxido metálico são tradicionalmente constituídos por um ou mais resistores a Óxido Metálico, ou como comumente conhecidos, resistores a Óxido de Zinco – ZnO. Também são denominados de elementos válvula, e não têm a necessidade de centelhadores de espécie alguma, conforme mostra a Figura 4.15. A ausência de centelhadores nos pára-raios a óxido metálico não se constitui uma regra soberana de projeto. Outras soluções que compartilham centelhadores (série, paralelo ou coaxial) usualmente são adotadas pelos fabricantes de pára-raios, por motivos dos mais variados possíveis.

A resistência oferecida pelos resistores a óxido metálico, assim como a resistência oferecida pelos resistores a carboneto de silício, varia com a tensão. Porém, de um modo proporcionalmente muito maior. Os resistores a óxido metálico apresentam um coeficiente de não linearidade muito superior, da ordem de 50, comparado ao coeficiente de não linearidade

dos resistores de carboneto de silício, da ordem de 4. Esta variação extrema, conforme mostra a Figura 4.16, permite de um ponto de vista geral que os pára-raios a óxido metálico, quando da ocorrência de sobretensões de manobra ou atmosférica, sejam projetados para conduzirem correntes de baixa amplitude (correntes de fuga) sem perderem a característica de escoarem correntes de elevada amplitude.

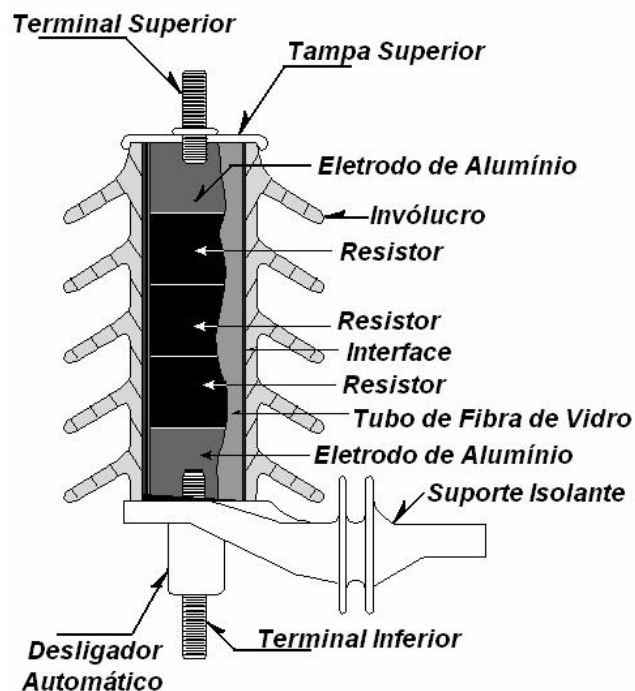


Figura 4.15 - Vista em Corte de um Pára-raios para Sistemas de Distribuição.

De fato, a não linearidade dos resistores a óxido metálico é tão pronunciada que os resistores que constituem o pára-raios podem atuar frente às solicitações normais de sistema e de sobretensões, atmosféricas ou não, como se fossem dotados de uma espécie de centelhador interno. Ou seja, como se os resistores fossem dotados de um mecanismo interno de disparo. Isto implica que os pára-raios a óxido metálico podem, e geralmente o são, construídos sem centelhadores de espécie alguma. Sendo assim, o pára-raios a óxido metálico apresenta um comportamento ativo em relação ao sistema ao qual se encontra conectado, apresentando um desempenho frente a descargas, principalmente de manobra, superior ao oferecido pelos pára-raios a carboneto de silício, limitado pelo comportamento de seus centelhadores. Deste modo, os pára-raios a óxido metálico vêm gradualmente substituindo os pára-raios a carboneto de silício, principalmente para sistemas de alta e extra-alta tensão.

Conforme mostra a Figura 4.15, exceto pela ausência de centelhadores, a construção de um pára-raios a óxido metálico é similar a de um pára-raios de carboneto de silício. Uma vez que os resistores a óxido metálico apresentam dimensões inferiores às dos correspondentes resistores a carboneto de silício é usual fazer-se uso de espaçadores

metálicos internos, de modo a possibilitar a manutenção das distâncias externas de arco e de escoamento, determinadas pelos requisitos externos de isolamento.

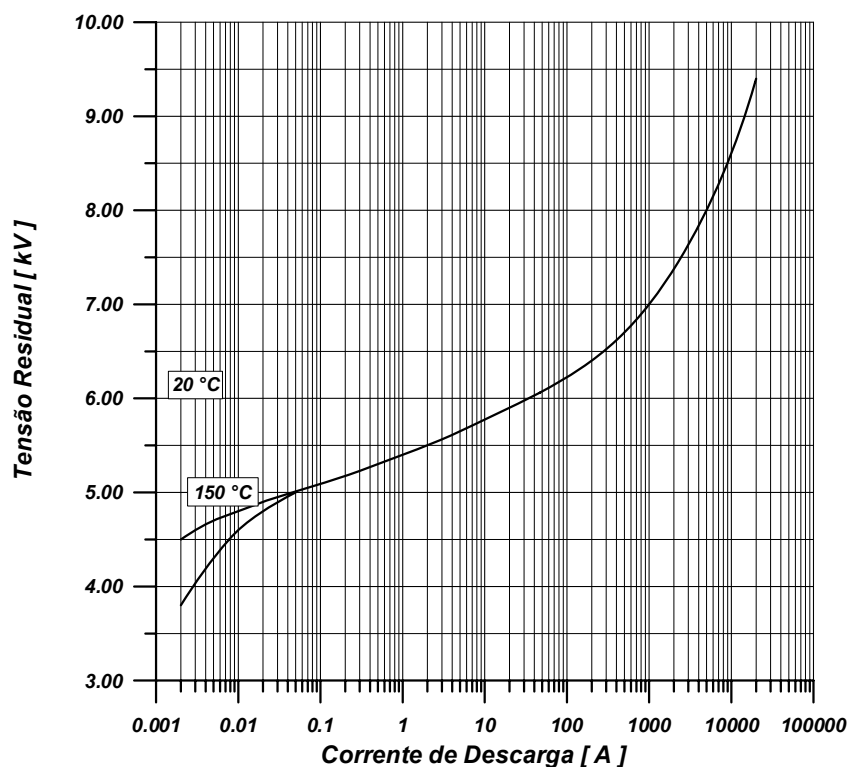


Figura 4.16 - Característica Tensão Residual versus Corrente de Descarga de um Resistor a Óxido Metálico para Pára-raios de Distribuição.

Os resistores a óxido metálico não são estruturas perfeitas, pois permitem o escoamento de uma pequena corrente de fuga, que ao circular pelos mesmos sob tensão e frequência industrial, resulta perda de potência. Esta perda, devida ao mecanismo de condução de corrente, aumenta com a tensão aplicada e a temperatura de operação do pára-raios. De modo complementar, os primeiros projetos de resistores a óxido metálico são conhecidos como "*Resistores de Primeira Geração*". No momento alguns tipos de resistores produzidos com tecnologia nacional, apresentam uma forte tendência a aumentar a perda de potência com o tempo.

O fato do aumento da potência dissipada resulta aumentos de temperatura dos resistores a óxido metálico. Isso implica que os pára-raios a óxido metálico, sem centelhadores série, podem ficar submetidos a um fenômeno de avalanche térmica, conhecido como "*Thermal Runaway*". Deste modo, o comportamento térmico destes pára-raios é um importante conceito de projeto e aplicação.

4.2.2 CARACTERÍSTICAS DOS RESISTORES A ÓXIDO METÁLICO

Os resistores não lineares a óxido metálico são resistores cerâmicos, cilíndricos, de alta densidade, usualmente da ordem de $5,4 \text{ g/cm}^3$ a $5,6 \text{ g/cm}^3$, obtidos através da moldagem a altas pressões e sinterização a altas temperaturas, normalmente sob atmosfera oxidante.

Como resultado, deste arranjo, as junções (óxido de zinco - camada intergranular) apresentam cargas fixas, constituindo-se regiões de deplexão. Este fato implica na formação de barreiras simétricas conhecidas como "Barreiras de Schottky", nos contornos dos grãos de óxido de zinco e na camada intergranular que os envolvem. Em tese, estas barreiras são responsáveis pelo comportamento não linear destas junções e, por conseguinte, dos resistores. Deste modo, é possível afirmar, simplificadamente que, cada conjunto "camada intergranular - grão de óxido de zinco - camada intergranular" atua como um circuito ceifador, com tensão de corte em torno de 2,5 a 3 Volts de crista.

A característica tensão versus corrente de um resistor a óxido metálico, conforme mostra a Figura 4.17, apresenta três regiões distintas: uma linear para baixas densidades de corrente, "Região - I" uma de transição, altamente não linear, "Região - II", e uma linear para altas densidades de corrente, "Região - III".

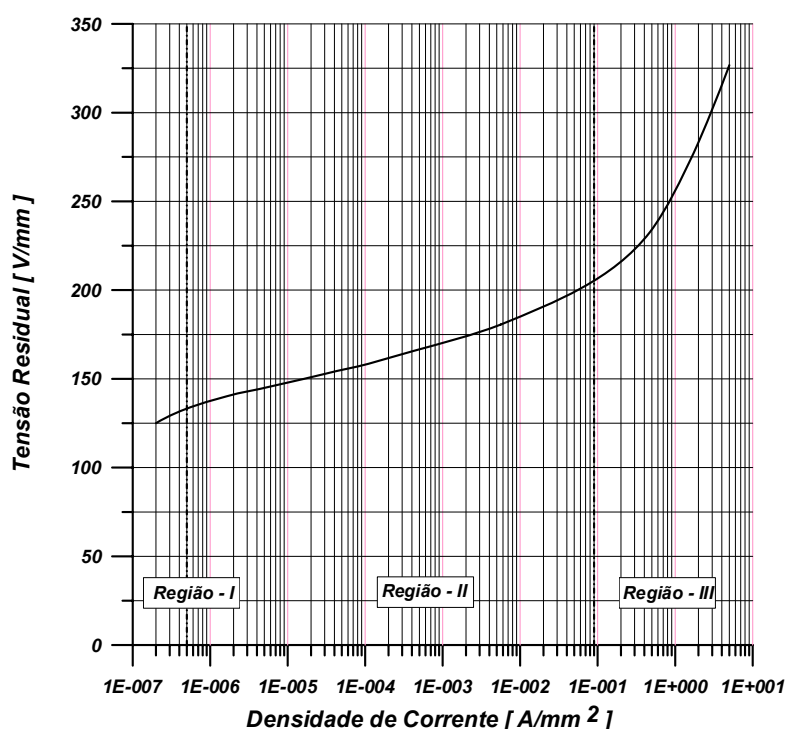


Figura 4.17 - Regiões Condutoras da Característica Tensão versus Corrente de um Resistor a Óxido Metálico

Este comportamento pode ser explicado pelo mecanismo de Schottky. Deste modo, na região de baixa densidade de corrente, ou seja, "Região - I", a tensão aplicada resulta um

campo elétrico de baixa densidade, incapaz de impor uma redução significativa na altura das barreiras de potencial. Sendo assim, o resistor a óxido metálico apresenta o desempenho típico de um resistor linear de alto valor. Na região de média densidade de corrente, ou seja, "Região - II", o aumento da tensão aplicada, e conseqüentemente, do campo elétrico, impõe uma redução da altura das barreiras de potencial. Deste modo, o resistor a óxido metálico passa a apresentar um desempenho altamente não linear. Existe, no entanto, um limite para a redução da altura das barreiras de potencial. A partir deste limite, o resistor a óxido metálico volta a apresentar o desempenho de um resistor linear de baixo valor, controlado pelo comportamento linear dos cristais de óxido de zinco. Neste caso, o resistor passa a trabalhar na região de alta densidade de corrente – "Região - III".

4.2.3 CORRENTE DE FUGA E PERDA DE POTÊNCIA

As junções grãos de óxido de zinco - camada intergranular que formam a estrutura dos resistores a óxido de zinco, macroscopicamente podem ser substituído pelo circuito elétrico mostrado na Figura 4.18, onde:

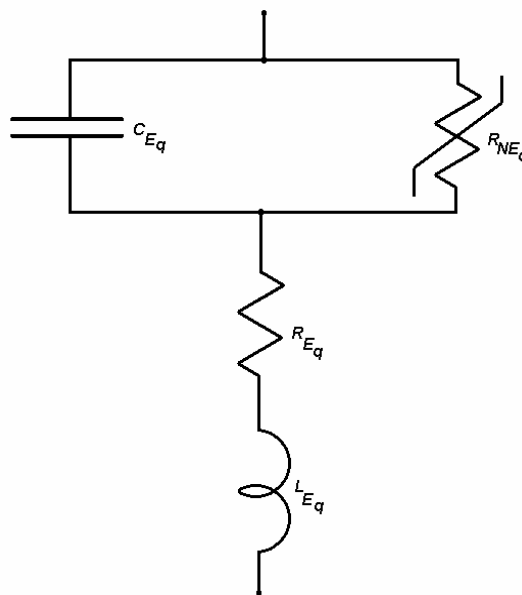


Figura 4.18 – Circuito Elétrico Equivalente, Macroscopicamente, a um Resistor a Óxido Metálico.

C_{Eq} - "Capacitância Equivalente", representativa do resultado da combinação série e paralelo das capacitâncias das junções, estas relacionadas, diretamente, com as "Regiões de Deplexão";

R_{Eq} - "Resistência Linear Equivalente", representativa do comportamento linear apresentado pelos grãos de óxido de zinco e, em última análise, responsável pelo "Up-Turn" da característica tensão versus corrente para grandes densidades de corrente – "Região - III";

R_{NEq} - "Resistência Não Linear Equivalente", representativa do comportamento não linear oferecido pelas barreiras de potencial devido ao "Efeito Schottky";

L_{Eq} - "Indutância Parasita", normalmente da ordem de 10 nH a 20 nH. Portanto, perfeitamente desprezível frente a solicitações em frequência industrial.

Devido ao elevado valor da resistência oferecida pelas barreiras de potencial para baixos valores de tensão aplicada, circula por um resistor a óxido metálico, operando na "Região - I", uma corrente de fuga, predominantemente capacitiva, conforme mostra a Figura 4.19.

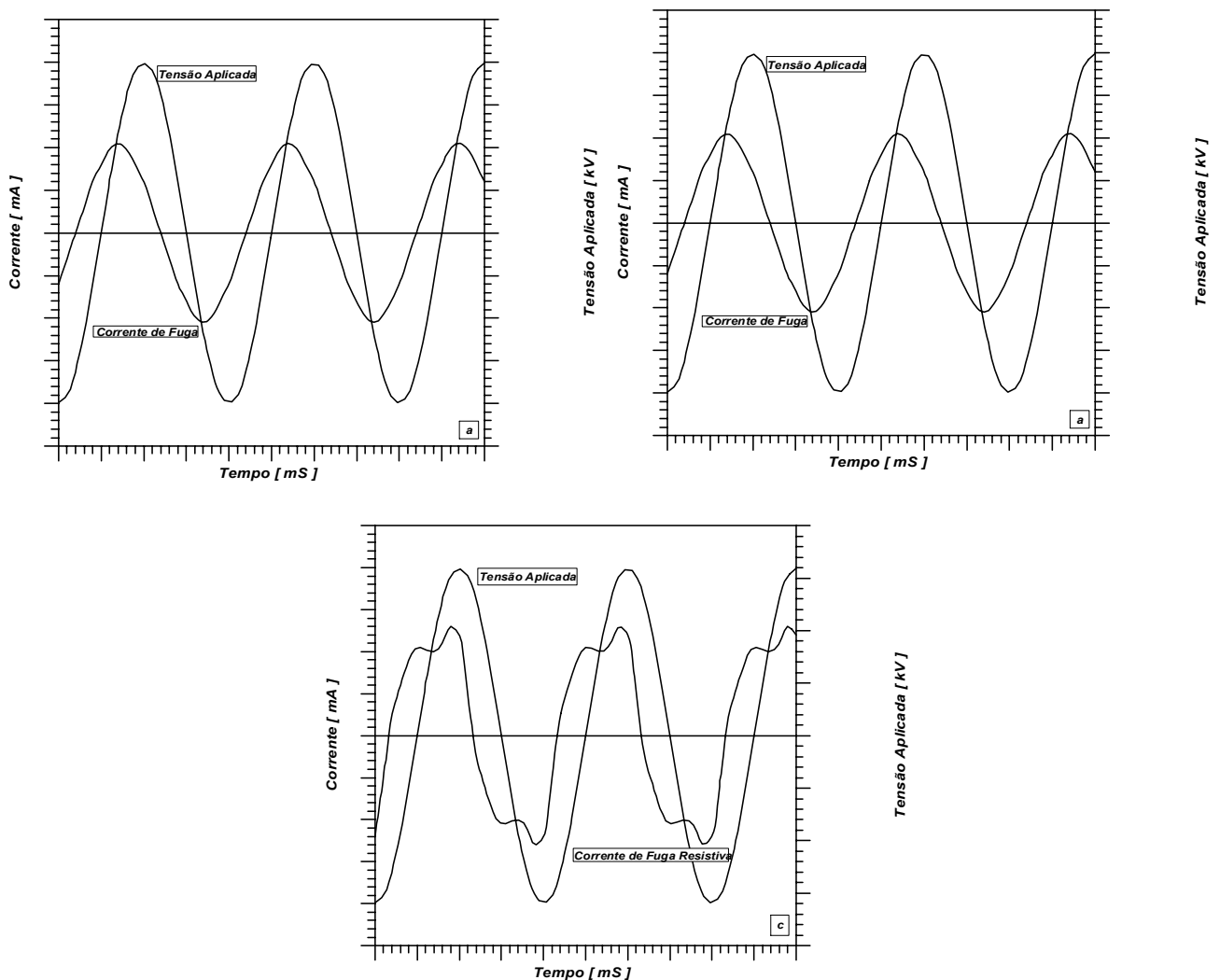


Figura 4.19 - Corrente de Fuga, sob Frequência Industrial, de um Resistor a Óxido Metálico Onde:

- a) Corrente Total sob Tensão de Operação Contínua - COV,
- b) Componente Resistiva de (a-),
- c) Corrente Total sob 1.50 x COV.

A Figura 4.19, mostra que a componente resistiva da corrente não é senoidal, devido à característica não linear destes resistores, bem como ao fato de que para níveis de tensão mais elevados, a não linearidade se torna, a exemplo da Figura 4.17, dentro de limites, mais pronunciada. Estes fatos implicam que a componente resistiva da corrente de fuga, em termos de valor de pico, pode ser medida, através de oscilogramas de tensão aplicada e corrente de fuga, bastando-se para tanto obter o valor de corrente para o instante de tempo no qual a tensão é igual a zero.

Conforme mostra a Figura 4.19, a corrente de fuga de um resistor a óxido metálico pode ser decomposta em uma componente capacitiva e uma componente resistiva. Esta última, responsável pelo consumo de potência. Como a componente resistiva da corrente de fuga apresenta grandes variações com a tensão aplicada, isto implica que não existe uma relação constante entre tensão, corrente e potência consumida, tal como existe para um resistor linear. Conseqüentemente, a característica que reflete o consumo de potência de um resistor a óxido metálico acaba por ser mais bem definida através de um conjunto de curvas obtidas sob condições de freqüência industrial, conforme mostra a Figura 4.20.

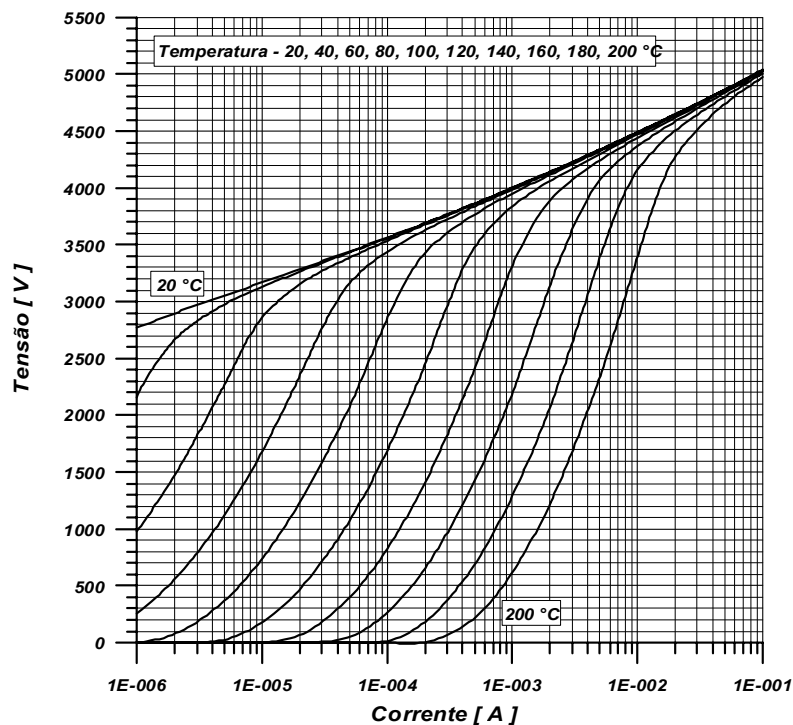


Figura 4.20 - Característica Tensão Aplicada versus Corrente de um Resistor a Óxido Metálico para Temperaturas entre 30 Celsius e 200 Celsius

Tendo em vista que na maioria das aplicações envolvendo pára-raios, a tensão aplicada, dentro de limites, pode ser considerada constante, é usual representar o consumo de potência na forma de curvas que relacionem a potência consumida com a temperatura, para vários valores de tensão aplicada, conforme mostra a Figura 4.21.

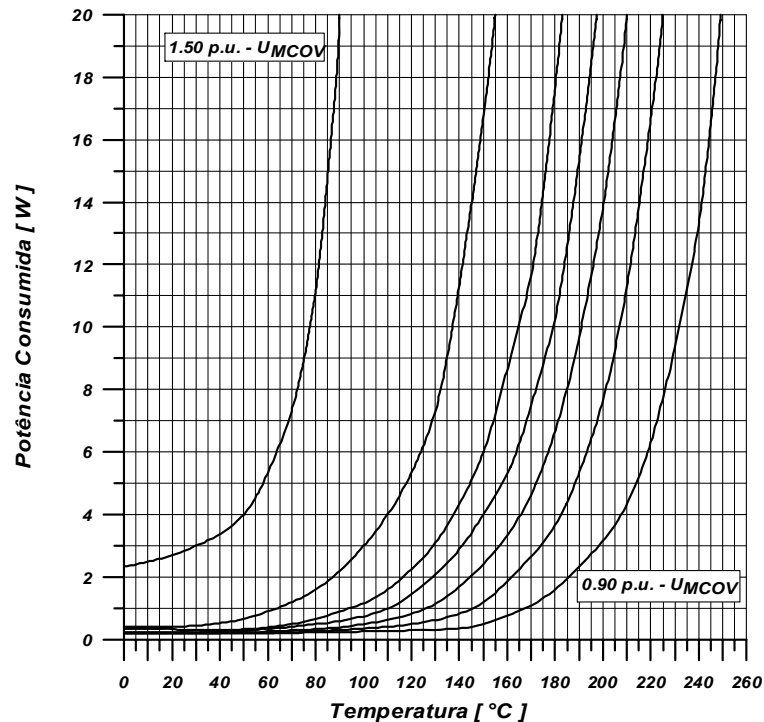


Figura 4.21 - Característica Potência Consumida versus Temperatura de um Resistor a Óxido Metálico Típico para uma Faixa de Tensão Aplicada entre 0.90 e 1.50 da Tensão de Operação

4.2.4 ENVELHECIMENTO E DEGRADAÇÃO

Vários projetos de resistores a óxidos metálicos, a exemplo de qualquer dielétrico, quando submetidos a sua tensão normal de operação em frequência industrial, apresentam consumo de potência. Este consumo é intimamente relacionado com a componente resistiva da corrente de fuga, que é crescente ao longo do tempo. Este fato é característico de um processo de envelhecimento.

A rigor, existem até o presente momento três gerações de resistores a óxido metálico cujo comportamento frente a uma determinada tensão em frequência industrial, conforme mostrado na Figura 4.22, indica que os resistores mais modernos apresentam uma tendência intrínseca a se auto-estabilizarem frente a estas solicitações. Ainda segundo a Figura 4.22, a vida operacional de um resistor a óxido metálico pode ser dividida em três regiões distintas: uma região estável, na qual se processa o envelhecimento do resistor, ou seja, a "Região I"; uma região que denota os primeiros traços de instabilidade, marcada por um ligeiro incremento na taxa de crescimento da corrente de fuga com manutenção precária do equilíbrio térmico, ou seja, "Região - II"; e por uma região instável, marcada por um elevado incremento na taxa de crescimento da corrente de fuga e perda do equilíbrio térmico, ou seja, a "Região - III", onde se verifica a ocorrência do fenômeno de "Thermal Runaway".

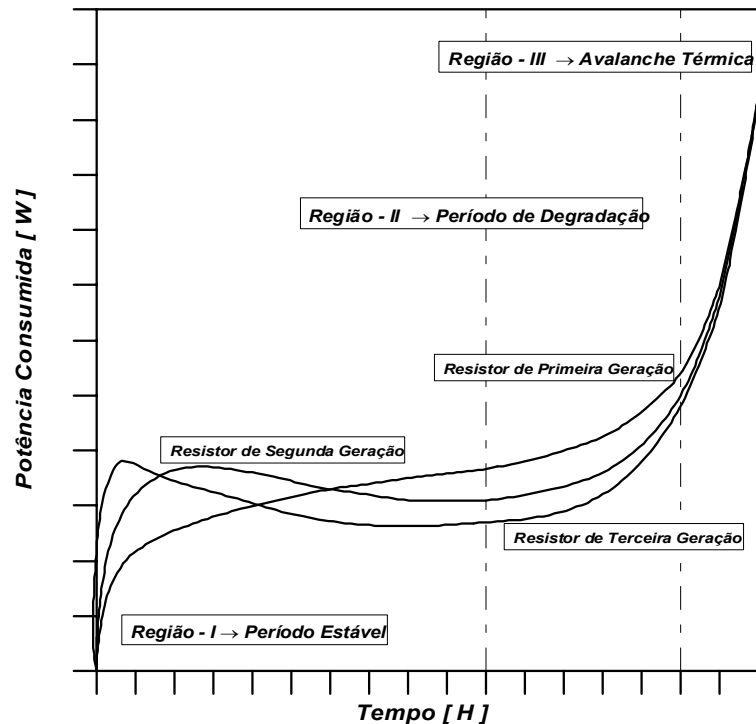


Figura 4.22 - Característica Potência Consumida versus Tempo para Resistores a Óxido Metálico de Primeira, Segunda e Terceira Geração.

A teoria de envelhecimento dos resistores a óxido metálico, definida com base nos "Resistores de Primeira Geração", a exemplo da teoria utilizada para verificar o envelhecimento dos dielétricos, é baseada no "Método de Arrhenius - Dakin", ou seja, na idéia de "Vida Útil". O método se resume em, por exemplo, levantar-se qual o tempo necessário para que o consumo de potência seja duas vezes superior ao inicial, para várias temperaturas, e com os resistores submetidos a várias tensões aplicadas. Convém ressaltar que o parâmetro que determina o fim da vida útil dos resistores é um parâmetro intrínseco ao seu processo de manufatura e ao método de construção do pára-raios. Sendo assim, o critério para se definir o fim da vida útil dos pára-raios cabe especificamente ao fabricante.

Além das solicitações impostas pela aplicação contínua de tensão em frequência industrial, os resistores a óxido metálico utilizados em pára-raios sem centelhadores série se encontram submetidos a esforços, e conseqüentemente, envelhecimento oriundo das descargas aleatórias de surtos de corrente de origem atmosférica e de manobra.

O envelhecimento dos resistores a óxido metálico, frente a descargas de surtos de corrente, conforme mostra a Figura 4.23, é, basicamente, dependente dos seguintes fatores:

- a) Forma do impulso;
- b) Densidade de corrente através do resistor;
- c) Temperatura do resistor;

d) Polaridade dos surtos; e

e) Numero de descargas.

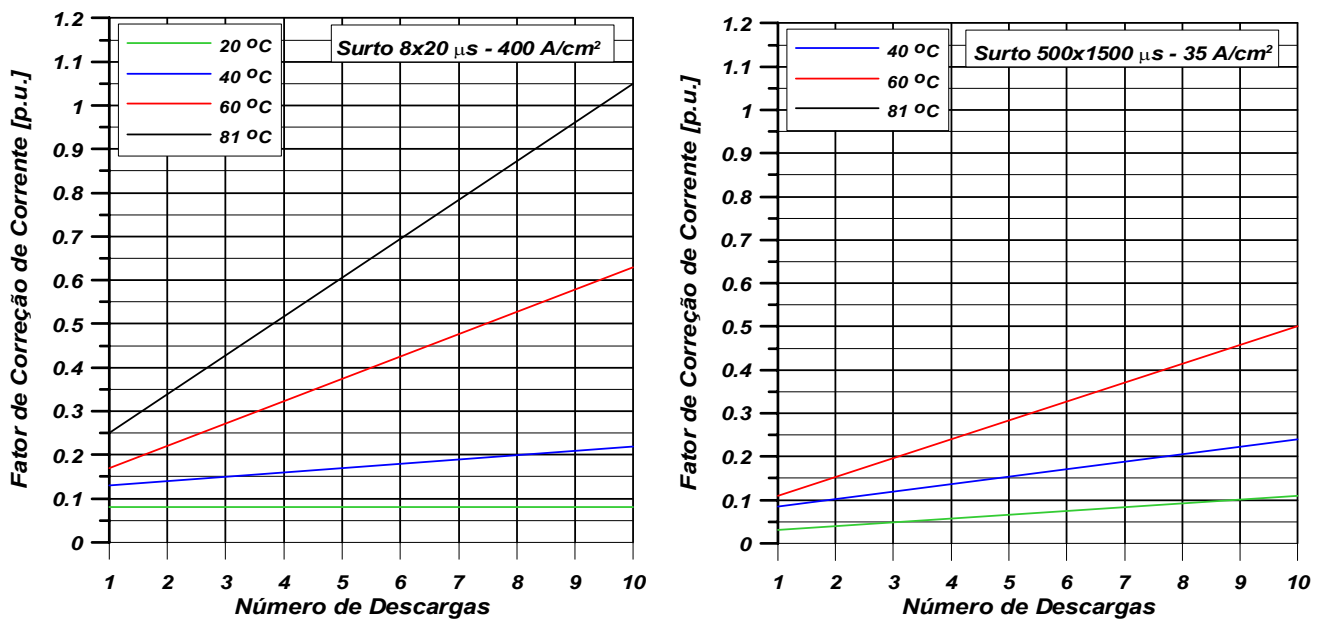


Figura 4.23 - Fator de Correção da Corrente de Fuga com o Número de Descargas para um Resistor a Óxido Metálico Típico

O primeiro gráfico da Figura 4.23 se refere aos impulsos atmosféricos, e o segundo gráfico se refere a impulsos de manobra.

Segundo a Figura 4.23, quanto maior for a densidade de corrente imposta aos resistores a óxido metálico, fato compatível com impulsos de origem atmosférica, maior será o incremento na corrente de fuga. Impulsos atmosféricos de grande amplitude podem resultar mudanças nas barreiras de potencial de magnitude tal que os resistores passem a apresentar uma direção preferencial de condução, ou seja, "polarização".

O fenômeno da polarização pode ser temporário ou permanente, bem como, apresentar maior ou menor relevância. Por este motivo, os projetos de Norma para pára-raios sem centelhadores série sugerem que os ensaios que envolvam a aplicação de surtos em pára-raios ou resistores não lineares para pára-raios sem centelhadores sejam acompanhados da aplicação de tensão de operação, em frequência industrial, durante ou imediatamente após a descarga dos impulsos. Deste modo, caso ocorram mudanças nas características dos resistores devido à polarização, mesmo em caráter temporário, as mesmas sejam, de pronto, verificadas.

De modo geral, a evolução da corrente de fuga dos resistores a óxido metálico, ou seja, o processo de envelhecimento pode ser dividido na evolução da corrente de fuga devido à aplicação contínua de tensão em frequência industrial, e na evolução de corrente de fuga

devido às descargas de surtos atmosféricos ou de manobra, sendo os surtos atmosféricos os mais importantes.

4.2.5 CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS E ESTABILIDADE TÉRMICA DOS PÁRA-RAIOS A ÓXIDO METÁLICO

Os resistores a óxido metálico utilizados em pára-raios sem centelhadores ou com centelhadores paralelo, usualmente denominados "*centelhadores shunt*", ao contrario dos pára-raios com centelhadores série, são os elementos responsáveis pelo controle da corrente de fuga através do pára-raios e, deste modo, devido à natureza semicondutora destes resistores, é necessário que exista equilíbrio entre o consumo e a dissipação de potência. Este fato implica na necessidade de se conhecer e determinar as características térmicas do sistema formado pelos resistores, invólucro e meio ambiente, fatores responsáveis pelo comportamento térmico dos pára-raios assim construídos.

Durante a operação normal do sistema, os pára-raios a óxido metálico sofrem um processo de aquecimento devido à potência consumida sob frequência industrial, bem como devido à presença de radiação solar. Devido à característica semicondutora dos resistores a óxido metálico, qualquer elevação na temperatura de operação dos pára-raios, resulta uma elevação na corrente de fuga, e, por conseguinte, na potência consumida. Este fato resulta um fenômeno cíclico, com tendência à instabilidade.

Conforme mostra a Figura 4.24, uma das mais importantes características relativas ao projeto de um pára-raios sem centelhadores ou com centelhadores paralelos é o aumento do consumo e da dissipação de potência com a temperatura, para uma tensão aplicada fixa. Esta característica define as regiões operativas do pára-raios. Deste modo, na Figura 4.24, existem três regiões de operação distintas, delimitadas pelas interseções entre a característica potência consumida pelos resistores a óxido metálico, que define a capacidade de geração de calor do pára-raios, e a característica potência dissipada pelo invólucro, que, define a capacidade de dissipação de calor do pára-raios. Na "*Região - II*", a capacidade de dissipação é superior à capacidade de geração de calor do pára-raios. Deste modo, o mesmo apresenta uma tendência intrínseca a reduzir sua temperatura de operação e, conseqüentemente, retornar a um ponto de equilíbrio estável. Já na "*Região - III*", a capacidade de dissipação de calor é inferior à capacidade de geração de calor do pára-raios. Deste modo, o mesmo, devido à natureza semicondutora dos resistores a óxido metálico, apresenta uma tendência intrínseca a aumentar rapidamente sua temperatura de operação, fato que caracteriza um fenômeno denominado "*Thermal Runaway*".

Logo, a interseção entre a "*Região - I*" e a "*Região - II*", define o "*Ponto de Operação*", e a interseção entre a "*Região - II*" e a "*Região - III*", define o "*Ponto Limite de Estabilidade Térmica*", a partir do qual o pára-raios entra no regime de "*Thermal Runaway*".

Teoricamente, os pára-raios podem tolerar variações de temperatura até o seu limite de estabilidade térmica, oriundas da descarga de surtos atmosféricos, de manobra ou mesmo de sobretensões em frequência industrial, pois caso o ponto limite de estabilidade térmica não for ultrapassado, a temperatura sempre retorna para o valor de operação estável. Logo, de modo teórico, a margem de temperatura entre o "Ponto de Operação" e o "Ponto Limite de Estabilidade Térmica" define a "Máxima Capacidade Teórica de Absorção de Energia" de um pára-raios a óxido metálico sem centelhadores ou com centelhadores paralelo.

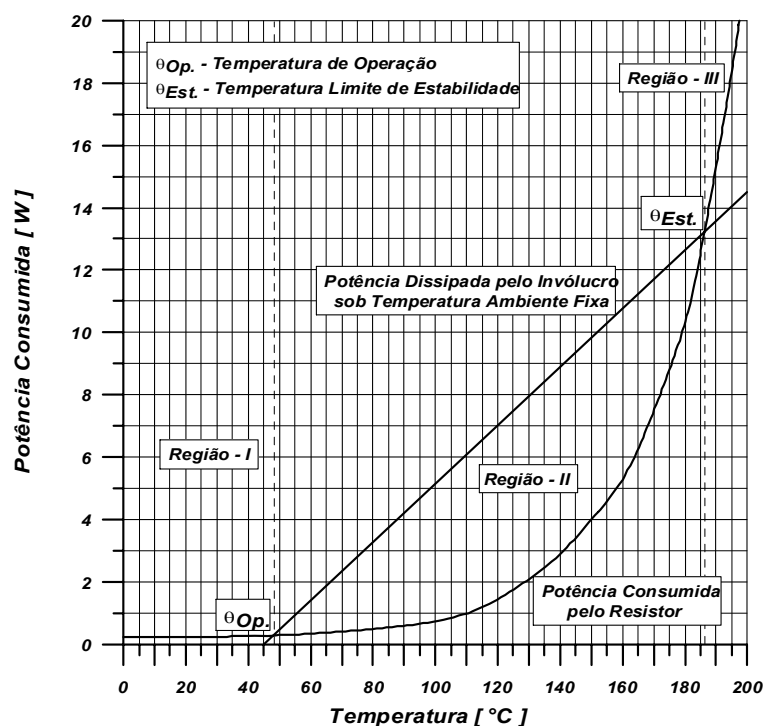


Figura 4.24 - Características Potência Consumida por um Resistor a Óxido Metálico, Potência Dissipada por um Invólucro versus Temperatura.

4.2.6 MODELO TÉRMICO DE UM PÁRA-RAIOS A ÓXIDO METÁLICO

O comportamento térmico de um pára-raios a óxido metálico apresentado e discutido até o presente momento, por ser baseado em características estáticas, é adequado unicamente a condições de regime permanente. Logo, o estudo de condições dinâmicas, que envolvam transitórios de aquecimento ou de resfriamento de longa duração, implica na definição de um modelo bem mais elaborado, por exemplo, baseado em analogias "Termo - Elétricas", conforme definido na Tabela 4.1.

Considerando as dualidades listadas na Tabela 4.1, conforme mostra a Figura 4.25, é possível construir um circuito elétrico equivalente ao modelo térmico de um pára-raios a óxido metálico, adequado para representar, simultaneamente, condições de operação, transitórias e de regime permanente.

Tabela 4.1 - Dualidades Termo - Elétricas Utilizadas em um Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico.

DUALIDADES TERMO - ELÉTRICAS	
TÉRMICA	ELÉTRICA
Fluxo de Calor	Corrente
Temperatura	Tensão
Resistência	Resistência
Capacidade	Capacitância

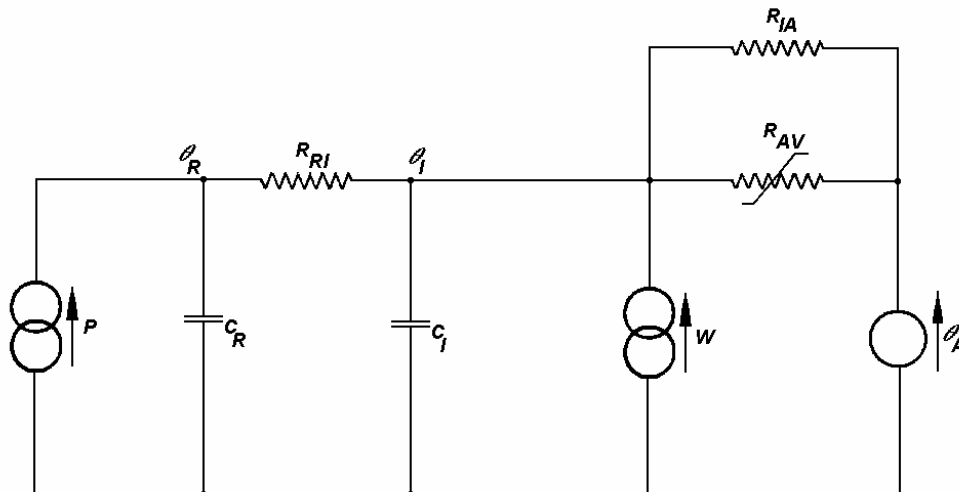


Figura 4.25 - Análogo Elétrico Equivalente ao Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico.

onde:

- C_R - Capacidade Térmica dos Resistores a Óxido Metálico [J/°C];
- C_I - Capacidade Térmica do Invólucro do Pára-raios [J/°C];
- R_{RI} - Resistência Térmica entre os Resistores a Óxido Metálico e a Superfície Externa do Invólucro [°C/W];
- R_{IA} - Resistência Térmica entre a Superfície Externa do Invólucro e o Ambiente [°C/W];
- R_{AV} - Resistência Térmica Adicional entre a Superfície Externa do Invólucro e o Ambiente, Devido a Existência de Vento [°C/W];
- θ_R - Temperatura dos Resistores a Óxido Metálico [°C];
- θ_I - Temperatura da Superfície Externa do Invólucro [°C];
- θ_A = Temperatura do Ambiente [C];
- W_R - Potência consumida, ou dissipada, pelos resistores [W]; e
- W_{RS} - Calor fornecido ao pára-raios devido a radiação solar [W].

Como o projeto térmico se constitui em um dos pontos de maior relevância de qualquer projeto de pára-raios sem centelhadores ou com centelhadores paralelos, a maioria dos dados relativos a este projeto se constituem um dos pontos de maior sigilo por parte dos

fabricantes. Com respeito aos pára-raios produzidos no mercado nacional, esta ausência é ainda fortemente acentuada por razões oriundas dos problemas de propriedade industrial. Logo, a maioria dos dados disponível é relativa a estudos realizados no exterior.

Dentre estes dados, com respeito a pára-raios classe distribuição, destacam-se os obtidos pela Ontario Hydro, que vem realizando uma série de exaustivos estudos, dentro do âmbito dos pára-raios produzidos e comercializados no mercado norte-americano e canadense, com o objetivo de determinar vários dos parâmetros relativos ao circuito elétrico análogo ao modelo térmico de um pára-raios a óxido metálico. A Figura 4.26 e a Tabela 4.2 detalham os tipos e dimensões básicas dos pára-raios cobertos por este estudo.

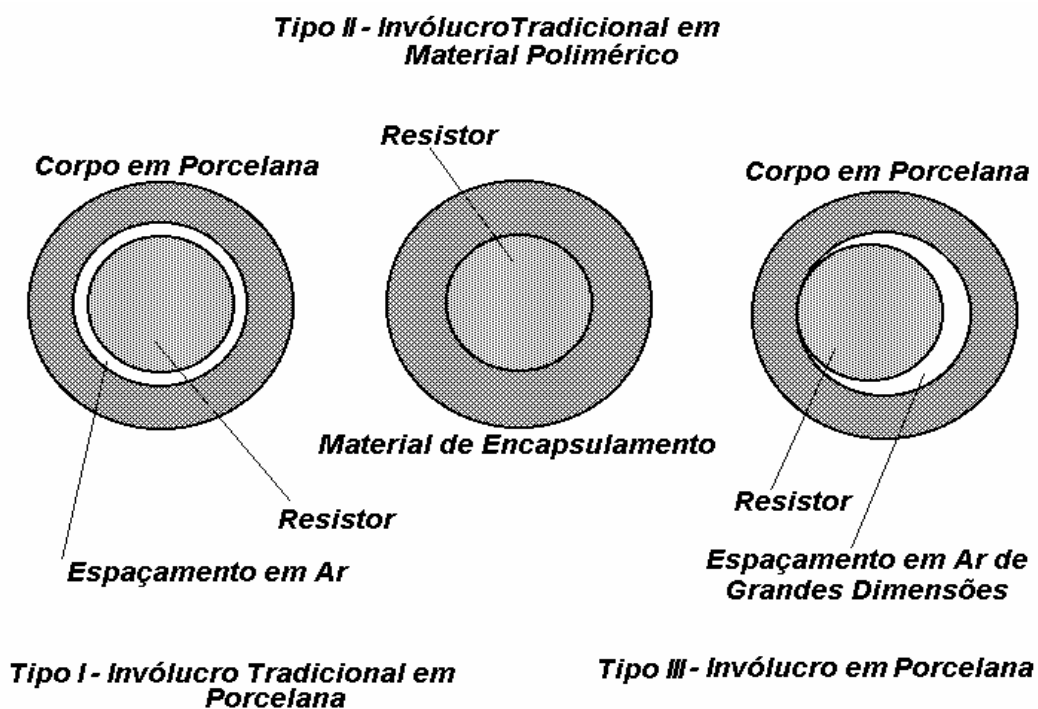


Figura 4.26 - Projetos de Invólucros para Pára-raios a Óxido Metálico – Ontario Hydro

Tabela 4.2 - Dados de Invólucros de Pára-raios.

FABRICANTE	PROJETO DO INVÓLUCRO	APLICAÇÃO	H_R [cm]	D_R [cm]	D_{II} [cm]	D_{EI} [cm]	D_{MAX} [cm]	φ
McGraw Edison	I	L. Aéreas	2.0	5.2	5.5	8.3	8.9	1.44
McGraw Edison	II	L. Sub.	2.0	5.0	5.0	7.6	7.6	1.00
Ohio Brass	I	L. Aéreas	2.3	5.3	5.4	8.1	8.9	1.61
General Electric	III	L. Aéreas	2.3	6.1	8.0	12.0	13.0	1.45
RTE	II	L. Sub.	3.2	3.4	5.5	5.5	5.5	1.00

onde:

- H_R - Altura do Resistor a Óxido Metálico;
- D_R - Diâmetro do Resistor a Óxido Metálico;
- D_{II} - Diâmetro Interno Médio do Invólucro;
- D_{EI} - Diâmetro Externo Médio do Invólucro;
- D_{Max} - Diâmetro Máximo do Invólucro; e

$$\varphi = \frac{\text{Comprimento do Contorno da Saia do Invólucro}}{\text{Distância Entre as Saias do Invólucro}}$$

A transferência de calor em um pára-raios a óxido metálico se processa por meio de radiação e condução. Deste modo, através da análise destes fenômenos, é possível determinar os parâmetros relativos ao circuito elétrico análogo ao modelo térmico do pára-raios.

Em específico, com relação à representação de condições de operação em regime permanente, é necessário atentar ao fato de que as temperaturas dos resistores e do invólucro do pára-raios se encontram em uma condição estável. Deste modo, não é necessário considerar o efeito da componente capacitiva das correntes, o que resulta na redução do circuito à sua parte resistiva, o que nos leva a um modelo das características mostradas na Figura 4.27. A partir destes dados são obtidos os parâmetros, na forma de resistências térmicas, do modelo mostrado na Figura 4.25, para todos os tipos de invólucros mostrados na Figura 4.26. Para os invólucros "Tipo - I" "Tipo - II" e "Tipo - III" são necessários somente os parâmetros da área sombreada na Figura 4.27.

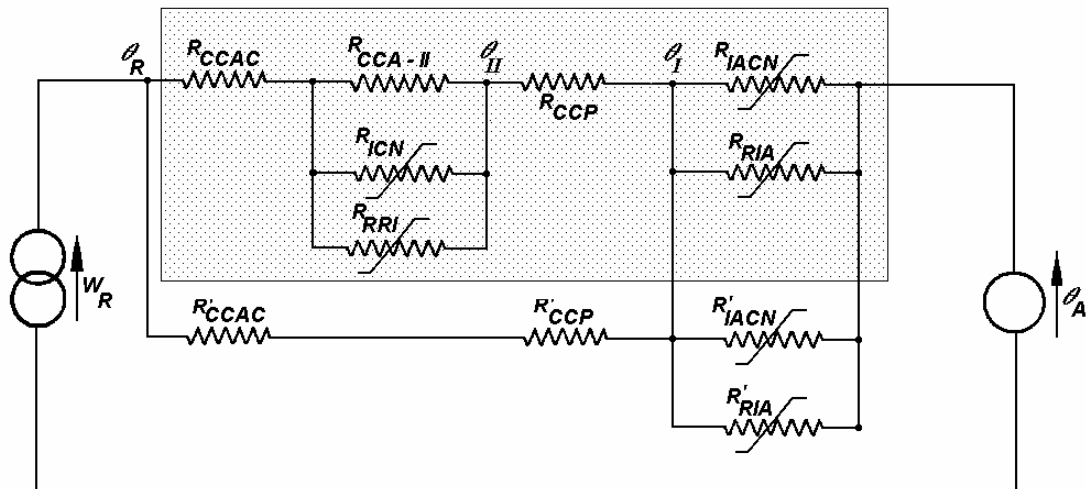


Figura 4.27 - Análogo Elétrico Equivalente Completo em Regime Permanente ao Modelo Térmico de um Pára-raios a Óxido Metálico.

4.2.7 CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DE UM PÁRA-RAIOS A ÓXIDO METÁLICO

O problema de absorção de energia por um pára-raios a óxido metálico vem sendo, principalmente nos últimos anos, exaustivamente analisado. Observa-se nos estudos de "TNA" e "EMTP", normalmente realizados para sistemas de alta e extra – alta tensão, a existência de vários modos distintos de absorção de energia, alguns dos quais não retêm, à primeira vista, nenhuma semelhança com os resultados tradicionalmente obtidos quando da utilização de pára-raios a carboneto de silício.

Conforme mostra a Tabela 4.3, usualmente, os fabricantes indicam a capacidade de absorção de energia de um projeto de pára-raios a óxido metálico através de um parâmetro denominado "Energia Específica". A capacidade de absorção de energia é o produto da "Energia Específica" pela tensão nominal do pára-raios.

Tabela 4.3 - Energia Especifica das Diversas Classes de Pára-raios.

CLASSE DO PÁRA-RAIOS	ENERGIA ESPECÍFICA [KJ/KV] *
Distribuição	1.0 – 1.9
Intermediária	2.7 – 3.4
Estação	5.0 – 15.0

NOTA:

- Valores normalmente bastante conservativos, pois procuram contabilizar um conjunto de incertezas, tais como o elevado envelhecimento frente a surtos.

Em teoria, o limite imposto à capacidade de absorção de energia de um pára-raios a óxido metálico é definido por dois parâmetros relacionados com o desempenho térmico por unidade de volume de seus resistores:

E_{MLET} - Energia máxima absorvida devido ao limite de estabilidade térmica [J/cm^3];

E_{MCT} - Energia máxima absorvida devido a choque térmico [J/cm^3].

Deste modo, o valor preciso da capacidade de absorção de energia de um resistor a óxido metálico - CAER - pode ser determinado pelo produto do seu volume por um de seus parâmetros, E_{MLT} ou $EMCT$, escolhidos conforme a seguir.

4.2.8 CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DEVIDO AO LIMITE DE ESTABILIDADE TÉRMICA

A capacidade de absorção de energia baseada na existência de um limite de estabilidade térmica é definida como a quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de seu ponto de operação estável para seu ponto limite de operação. Este conceito deve ser aplicado principalmente onde a taxa de crescimento da energia absorvida pelo pára-raios é suficientemente baixa de modo a permitir a elevação uniforme de temperatura dos resistores, evitando a formação de gradientes térmicos no interior dos mesmos.

Considerando as características mostradas na Figura 4.21, relativas a um resistor a óxido metálico utilizado na construção de um pára-raios classe estação, para serviço pesado, é possível calcular a energia máxima absorvida devido à existência de uma temperatura limite para a operação estável E_{MLET} em $[J/cm^3]$, conforme mostra a Equação 4.3:

$$E_{MLET} = 2.59(\theta_{LMT} - \theta_{OP}) + (\theta_{LMT}^2 - \theta_{OP}^2) \quad (4.3)$$

Onde:

θ_{OP} = Temperatura de operação [°C];

θ_{LMT} = Temperatura limite de operação [°C].

É conveniente ressaltar que a expressão acima é válida somente para um determinado projeto de resistor a óxido metálico. No entanto, através da mesma, é obtida a característica mostrada na Figura 4.28, na qual é extremamente fácil observar a dependência entre a capacidade de absorção de energia devido à existência de uma serie de temperaturas limite de operação, à temperatura ambiente e à tensão aplicada ao pára-raios.

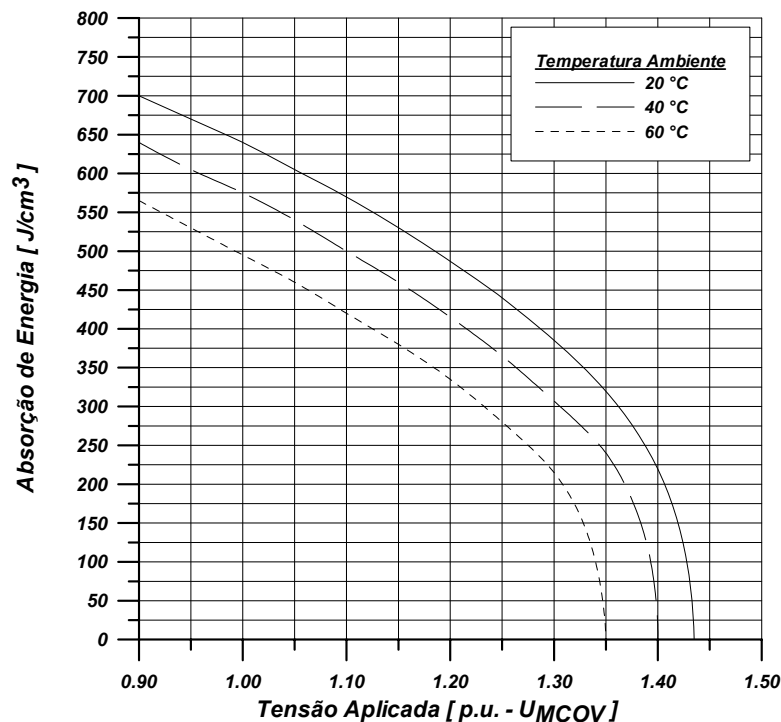


Figura 4.28 - Dependência entre Capacidade de Absorção de Energia, Temperatura Ambiente e Tensão Aplicada Pára-raios.

De modo complementar, a Tabela 4.4 mostra valores típicos de capacidade de absorção de energia devido ao limite térmico, sob tensão de operação contínua, para outros tipos de projeto de pára-raios.

Tabela 4.4 - Energia Máxima Absorvida Devido ao Limite de Estabilidade para Diversas Classes de Pára-raios.

CLASSE DO PÁRA-RAIOS	E_{MLET} [J/cm ³]
Distribuição	600 – 700
Intermediária	500 – 600
Estação	400 – 500

4.2.9 CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DEVIDO A CHOQUE TÉRMICO

Quando a taxa de crescimento da energia absorvida pelo pára-raios começa a ser elevada, a distribuição de temperatura no interior dos resistores a óxido metálico passa a ser desigual. Não existe tempo para que o fluxo de calor interno ao resistor promova o equilíbrio térmico. A distribuição não uniforme da temperatura é responsável pelo aparecimento de solicitações mecânicas originadas da expansão desigual de partes do resistor, fato que pode conduzir a um fenômeno denominado "*Thermal Cracking*". Logo, a existência de pontos quentes, tecnicamente denominados "*Hot-spots*", é responsável pela redução da capacidade de absorção de energia dos resistores a óxido metálico.

De modo complementar, a Tabela 4.5 mostra valores típicos da capacidade de absorção de energia devido ao choque térmico, para vários resistores a óxido metálico.

Conforme mostram a Tabela 4.4 e a Tabela 4.5, os valores para a energia máxima absorvida considerando o fenômeno de choque térmico são em torno da metade dos valores para a energia máxima absorvida quando se considera a existência do limite de estabilidade térmica. Este fato implica que o limite de absorção de energia por parte de um pára-raios a óxido metálico sem centelhador é determinado pela energia máxima absorvido sob condições de choque térmico.

Tabela 4.5 - Energia Máxima Absorvida Devido ao Choque Térmico para Resistores a Óxido Metálico.

FABRICANTE DO PÁRA-RAIOS	E_{MCT} [J/cm ³]
Hitachi	300
Westinghouse	225
McGraw – Edison	205
Meidensha	203
General Electric	136

As solicitações impostas aos resistores a óxido metálico devido ao fenômeno de choque térmico e a formação de "*Hot-spots*", que resulta no fenômeno de "*Thermal Cracking*", são reduzidas quando o intervalo entre as descargas de corrente é elevado. Este fato permite a equalização da temperatura no interior dos resistores.

Alguns fabricantes indicam *60 segundos* como sendo o intervalo ideal entre descargas de corrente. Porém, existem evidências experimentais de que intervalo de *1 segundo* é suficiente para promover uma boa equalização de temperatura no interior dos resistores, reduzindo assim os problemas devido ao fenômeno de "*Thermal Cracking*".

Em tese, com a melhoria dos processos de fabricação, são esperadas melhorias no grau de uniformidade dos resistores a óxido metálico, pela formação dos "*Hot-spots*", deste modo, é possível que no futuro, o limite de absorção de energia de um pára-raios a óxido metálico sem centelhadores seja imposto pelo limite de estabilidade térmica.

4.2.10 DESEMPENHO FRENTE A SURTOS ATMOSFÉRICOS

Um dos objetivos principais da instalação de pára-raios é controlar as solicitações de tensão nos equipamentos, tipicamente transformadores e linhas, causadas pelas descargas atmosféricas.

Deste modo, a forte interação com a impedância dos sistemas implica que a amplitude e a forma da corrente de descarga que atinge o pára-raios apresentem grande variação quando comparadas com o ponto onde ocorreu a descarga. Sendo assim, o grau de dispersão estatística das solicitações impostas aos pára-raios implica que projetá-los de forma que os mesmos sejam capazes de suportar todo o espectro possível para as correntes de descarga venha a se constituir em prática antieconômica.

Para assegurar uma taxa de falha aceitável, as normas que regem a verificação do desempenho dos pára-raios têm sido desenvolvidas com o auxílio de práticas de campo, ensaios, verificações periódicas em pára-raios retirados de operação, sob condições normais e de falha.

Devido ao fato dos pára-raios serem construídos em módulos, bem como à elevada exigência de energia imposta aos equipamentos necessários para a execução dos ensaios, os mesmos são realizados em seções proporcionais, representativas do pára-raios completo, para a verificação de sua suportabilidade frente às solicitações provenientes de descargas de correntes. Sendo que, dependendo do ensaio, devem ainda representar o comportamento de sua pior seção. Desta forma, apresentam suas extremidades isoladas termicamente, forçando o fluxo de calor a ser radial.

As correntes representativas dos impulsos atmosféricos em amplitude e forma solicitam os resistores não lineares a óxido metálico de modo praticamente uniforme, sendo que a duração da corrente não é muito elevada. Isto impede sua concentração em canais condutores, ou seja, a formação do fenômeno conhecido como "*Tunneling*", que dependendo do caso, pode resultar no fenômeno de "*Thermal Cracking*".

Segundo as *Normas IEC - ABNT*, as solicitações em termos de descargas atmosféricas impostas aos pára-raios a óxido metálico são determinadas pelo Ensaio do Ciclo de Operação Combinado.

Neste ensaio, as várias solicitações impostas aos pára-raios ao longo de sua vida útil são aplicadas em curto espaço de tempo. Sendo assim, a série preliminar de impulsos, dividida em grupos de descargas, possui neste ensaio, um caráter pré-condicionante. Este fato permite dispensar a aplicação de tensão em frequência industrial entre os grupos de descargas.

As *Normas ANSI - CSA*, devido à similaridade que mantém com as normas relativas aos pára-raios a carboneto de silício, verificam as solicitações impostas aos pára-raios a óxido metálico através dos seguintes ensaios, que comparados com os ensaios originalmente desenvolvidos para pára-raios a carboneto de silício, apresentam ligeiras variações.

- a) Ensaio de Ciclo de Operação;
- b) Ensaio de Suportabilidade Frente a Correntes de Amplitude Elevada;
- c) Ensaio de Suportabilidade Frente a Correntes de Longa Duração.

No Brasil os pára-raios a óxido metálico, têm sido ensaiados sob as Normas IEC – ABNT.

4.2.11 DESEMPENHO FRENTE A SURTOS DE MANOBRA

As correntes relacionadas com as descargas de manobra são as correntes de longa duração. Portanto, além de permitirem a ocorrência dos fenômenos de "*Tunneling*" e "*Thermal Cracking*", podem conter energia em excesso, quando comparadas com as correntes relativas a descargas atmosféricas.

Os pára-raios a óxido metálico sem centelhadores para sistemas de média tensão, geralmente classe distribuição, raramente são submetidos a correntes de descarga de manobra, pois apresentam um nível de proteção frente a impulsos de manobra muito elevado em relação a sua tensão nominal.

Os pára-raios classe Intermediária e classe Estação são adequados na maioria dos casos para sistemas de Alta Tensão e Extra Alta Tensão. Estes pára-raios apresentam um nível de proteção frente a impulsos de manobra, em relação a sua tensão nominal, razoavelmente reduzido, o que implica em serem projetados para atuar frente a estas solicitações.

4.2.12 DESEMPENHO FRENTE A SOBRETENSÕES SUSTENTADAS

Os resistores a óxido metálico utilizados na construção dos pára-raios a óxido metálico sem centelhadores, se encontram permanentemente energizados sob a tensão fase-terra do sistema. Logo, é necessário que os resistores óxido metálico sejam projetados tendo em vista toda a gama de tensões de serviço que possa vir a ocorrer nos sistemas aos quais os pára-raios a óxido metálico sem centelhadores são destinados.

A Figura 4.29 mostra de acordo com as *Normas ANSI - CSA*, os limites obtidos através de ensaios ou através de informações de fabricantes. Ainda de acordo com a Figura 4.29 os pára-raios para classe distribuição apresentam uma suportabilidade a sobretensão em frequência industrial superior aos pára-raios equivalentes pertencentes às outras classes. Isto implica que, nos sistemas de distribuição em média tensão, a substituição de um pára-raios classe distribuição por um pára-raios classe estação, que por sua vez apresenta um desempenho global superior pode resultar em falha por especificação incorreta.

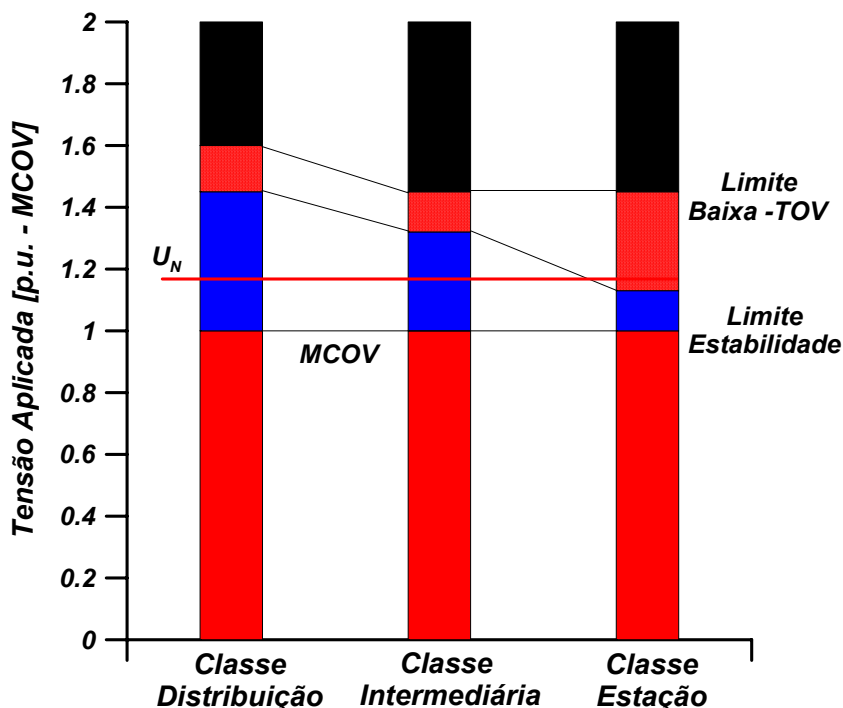


Figura 4.29 - Relações entre as Quatro Regiões de Tensão de Operação para Vários projetos de Pára-raios a Óxido de Metálico sem Centelhadores

CAPÍTULO 5 – PROCEDIMENTOS PARA ESCOLHA DE PÁRA-RAIOS

Este capítulo tem por objetivo apresentar as principais definições e etapas necessárias para a especificação de pára-raios para sistemas de distribuição de média tensão.

A nomenclatura utilizada foi sempre que possível a atual tendência existente nas *Normas Brasileiras – NBR*. Portanto, alguns termos podem ser de desconhecimento geral, no entanto, estão descritos ao longo do texto.

5.1 – PRINCÍPIOS GERAIS

A Norma *NBR 6939 [25]* especifica níveis de isolamento para três faixas de tensões máximas de equipamentos.

- *Faixa A: superior a 1 kV até 36.2 kV inclusive;*
- *Faixa B: igual ou superior a 72.5 kV até 242 kV inclusive;*
- *Faixa C: igual ou superior a 362 kV.*

Para sistemas situados nas *Faixas A e B* compostos de linhas aéreas de distribuição e transmissão, o principal risco para o equipamento advém das descargas atmosféricas diretas, indiretas e induzidas nas linhas aéreas conectadas. Para sistemas sem cabos conectados a linhas aéreas, as sobretensões causadas por faltas ou operações de manobra têm maior probabilidade de ocorrência. Entretanto, há casos raros nos quais sobretensões de origem atmosférica induzidas podem também ser geradas.

Para sistemas da *Faixa C*, além dos fatores das *Faixas A e B*, sobretensões de

manobra tornam-se fenômenos importantes, aumentando sua importância para sistemas de tensões mais elevadas.

Os pára-raios utilizados para proteção dos sistemas devem ser partes confiáveis do sistema. Eles são projetados para suportar as aplicações de tensões e correntes associadas com uma confiabilidade suficientemente alta, levando-se em conta poluição e outros problemas locais. As solicitações de tensão nos sistemas são as seguintes, de acordo com a *NBR 6939*:

- *Tensão de operação;*
- *Sobretensões temporárias;*
- *Sobretensões com taxa de crescimento de frente lenta;*
- *Sobretensões com taxa de crescimento de frente rápida.*

As sobretensões causadas por manobras têm lenta taxa de crescimento de frente, e são de particular importância para os pára-raios utilizados para proteger equipamentos da *Faixa C*.

Como um princípio geral, a definição de uma maior margem de proteção para o sistema e a escolha de uma maior tensão nominal de pára-raios são requisitos contraditórios. A seleção de um pára-raios adequado constitui um processo de otimização, no qual se deve levar em consideração grande número de parâmetros do sistema e dos equipamentos.

Pára-raios a óxido metálico sem centelhadores são particularmente vantajosos para sistemas de neutro aterrado, pois eles oferecem melhor proteção contra sobretensões com taxa de crescimento de frente lenta. Atualmente esse tipo de pára-raios é largamente instalado nestes sistemas e a sua utilização tende a aumentar. Em alguns sistemas isolados, ou com neutro aterrado por ressonância, onde sobretensões temporárias advindas de faltas para a terra podem ter longa duração, os pára-raios com centelhadores podem oferecer vantagens caso sejam requeridos baixos níveis de proteção. Embora ainda venham sendo tradicionalmente utilizados em todas as faixas de tensão, os pára-raios com centelhadores podem ser particularmente adequados para sistemas da *Faixa A e B*.

5.2- PROCEDIMENTOS PARA A ESCOLHA DE PÁRA-RAIOS

O procedimento iterativo mostrado no fluxograma da Figura 5.1, juntamente com as informações contidas nos Itens 5.3 a 5.6, é recomendado para a seleção de pára-raios. Deste modo seja:

- a) *determinar a tensão de operação contínua do pára-raios em relação à maior tensão de operação do sistema;*
- b) *determinar a tensão nominal do pára-raios em relação às sobretensões*

temporárias;

c) *estimar a amplitude e a probabilidade das correntes de descarga atmosféricas esperadas através do pára-raios;*

d) *determinar os requisitos de descarga para condições de manobra de Linhas de Transmissão, Banco de Capacitores, entre outros.*

e) *selecionar:*

- *a corrente de descarga nominal;*

- *o valor da corrente de impulso elevada;*

- *a classe de descarga de linhas de transmissão do pára-raios.*

NOTA:

Em pára-raios a óxido metálico sem centelhadores, caso sejam necessários valores elevados de corrente de impulso diferentes dos normalizados, esses devem ser selecionados de acordo com o nível de corrente de descarga atmosférica.

f) *selecionar a classe de alívio de sobre pressão do pára-raios, ou no caso de alguns projetos de pára-raios com invólucro polimérico, a sua corrente de suportabilidade a faltas em relação à corrente de falta esperada;*

g) *selecionar o pára-raios que preencha os requisitos descritos;*

h) *determinar os níveis de proteção do pára-raios sob impulso atmosférico e de manobra;*

i) *posicionar o pára-raios o mais próximo possível do equipamento a ser protegido;*

j) *determinar a coordenação da tensão suportável a impulso de manobra do equipamento protegido considerando os valores típicos de sobretensões com taxa de crescimento de frente lenta e o diagrama elétrico do sistema;*

k) *determinar a coordenação da tensão suportável de impulso atmosférico. Considerar os valores típicos das sobretensões atmosféricas incidentes definidas pelo desempenho frente à descarga atmosférica da linha aérea conectada ao pára-raios e a taxa de falhas aceitável do equipamento protegido, abrangendo:*

- *o arranjo da subestação;*

- *a distância entre o pára-raios e o equipamento protegido;*

m) *determinar o nível de isolamento nominal do(s) equipamento(s) conforme NBR 6939;*

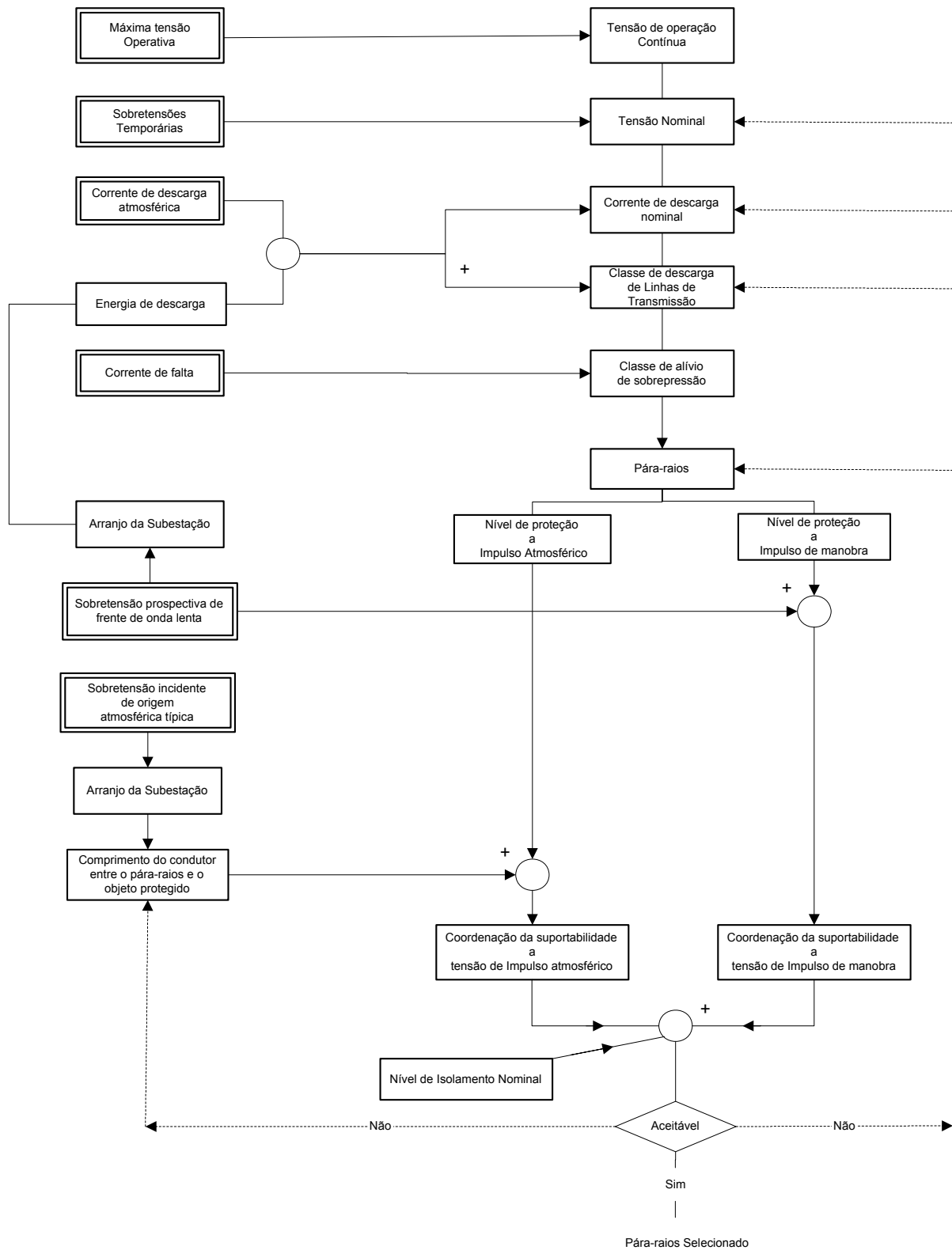


Figura 5.1 - Fluxograma para seleção de pára-raios

n) caso seja desejado utilizar equipamentos com menor nível de isolamento, deve ser objeto de estudo técnico econômico a aplicação de uma ou mais das seguintes alternativas:

- uma menor tensão de operação contínua;

- *uma menor tensão nominal;*
- *uma maior corrente de descarga nominal;*
- *uma maior classe de descarga de linha de transmissão;*
- *um projeto diferente de pára-raios;*
- *uma distância reduzida entre o pára-raios e o objeto protegido.*

NOTA:

Uma menor tensão de operação contínua ou uma menor tensão nominal podem reduzir a confiabilidade operativa do pára-raios.

5.3 – CARACTERÍSTICAS DOS PÁRA-RAIOS COM CENTELHADORES

As características básicas dos pára-raios com centelhadores série são, quando exigidas, a tensão de operação contínua, a tensão nominal, as tensões disruptivas, a corrente de descarga nominal e as respectivas tensões residuais.

O desempenho da proteção é caracterizado pelas tensões disruptivas de impulso com elevação linear cortado na frente, e quando aplicável, de impulso de manobra, bem como pelas tensões residuais e correntes de impulso de manobra. Para uma dada tensão nominal existem diferentes tipos de pára-raios e, portanto, diferentes níveis de proteção.

Características adicionais de um pára-raios com centelhadores a serem consideradas são:

- *corrente de longa duração;*
- *classe de descarga de linha;*
- *classe de alívio de sobre pressão;*
- *suportabilidade à poluição;*
- *capacidade de lavagem estando energizado;*
- *propriedades mecânicas especiais.*

5.3.1 TENSÃO DE OPERAÇÃO CONTÍNUA

A tensão de operação contínua é o valor máximo permissível de tensão na frequência industrial que pode ser continuamente aplicado entre os terminais do pára-raios, sem provocar degradação ou alteração de suas características operacionais.

NOTA:

No caso de pára-raios a serem utilizados nas Faixas A e B, conforme NBR 6939, esta tensão pode ser igual à tensão nominal do pára-raios. Já no caso de pára-raios a serem

utilizados na Faixa C esta tensão é usualmente menor. Como a Norma NBR 5287 [26] não especifica ensaios para assegurar esta tensão o valor aplicável deve ser obtido junto ao fabricante.

5.3.2 TENSÃO NOMINAL

A tensão nominal é o máximo valor de tensão eficaz à frequência industrial permissível entre os terminais do pára-raios, no qual ele é projetado para operar corretamente como estabelecido no ensaio de ciclo de operação. A tensão nominal é usada como um parâmetro de referência para a especificação das características operativas.

NOTA:

Alguns tipos de pára-raios a serem usados na Faixa C são projetados para extinguir a corrente subsequente com tensão à frequência industrial maior que a tensão nominal. Esta tensão é geralmente denominada de “tensão de reselagem sob sobretensão temporária”. Como a Norma NBR 5287 não especifica ensaios para assegurar a correta operação deste tipo de pára-raios detalhes e aplicações desses ensaios devem ser objetos de acordo entre fabricante e comprador.

5.3.3 NÍVEIS DE PROTEÇÃO

O nível de proteção sob impulso atmosférico de frente íngreme é o maior valor da tensão disruptiva de impulso com elevação linear cortada na frente.

NOTA:

Na consideração sobre a proteção do equipamento em relação às sobretensões de frente íngreme, assume-se que a suportabilidade da isolação imersa em óleo dos transformadores é pelo menos 15% maior que a suportabilidade à tensão plena de impulso atmosférico, para impulsos com frente inferiores a 3 μ s. Portanto, as máximas tensões disruptivas sob impulso com elevação linear cortado na frente, especificadas nas Normas são, no mínimo, 15% maiores que aquelas para o impulso atmosférico normalizado.

Outros tipos de isolamento, como os de transformadores de instrumentos, cabos ou subestações isoladas a gás (GIS), podem ter diferentes características de suportabilidade. Portanto, a determinação da tensão disruptiva de impulso com elevação linear cortado na frente pode necessitar de consideração especial. O nível de proteção sob impulso atmosférico normalizado do pára-raios é o máximo valor entre a tensão disruptiva de impulso atmosférico normalizado e a tensão residual para corrente de descarga nominal.

O nível de proteção sob impulso de manobra é aplicável para a proteção de equipamentos em relação às sobretensões com frente lenta. Ele é o maior valor entre a tensão disruptiva de impulso de manobra e a máxima tensão residual de impulso de manobra.

NOTA:

Quando a característica de tensão disruptiva de impulso de manobra de um tipo de pára-raios não é conhecida, apenas uma informação aproximada dessa é obtida através do valor de crista da tensão disruptiva de frequência industrial.

5.3.4 CORRENTE DE DESCARGA NOMINAL

A corrente de descarga nominal é o valor de crista da corrente de descarga de impulso com forma $8/20 \mu s$, que é utilizada para classificar o pára-raios.

NOTA:

Essa corrente também é utilizada para desencadear a corrente subsequente no ensaio de ciclo de operação.

5.3.5 CORRENTE DE IMPULSO RETANGULAR DE LONGA DURAÇÃO

A corrente de impulso retangular de longa duração é um impulso de corrente com forma aproximadamente retangular, definido pela duração da crista – T_d – e duração total – T_t – do impulso, conforme *Norma NBR - 6936*.

5.4 - SELEÇÃO DE PÁRA-RAIOS COM CENTELHADORES PARA APLICAÇÃO ENTRE FASE E TERRA

5.4.1 TENSÃO NOMINAL

É prática comum definir a tensão nominal de um pára-raios com centelhadores com base na máxima sobretensão temporária nas fases sãs, no ponto de instalação do pára-raios, resultante da ocorrência de faltas envolvendo a terra. Outras causas de sobretensões temporárias devem ser investigadas e a tensão nominal do pára-raios deve ser escolhida com base na maior destas condições de sobretensão. Em alguns casos, levando-se em conta suas probabilidades de ocorrência, pode ser necessário considerar sobretensões temporárias resultantes da ocorrência simultânea de diferentes fenômenos como, por exemplo, uma falta para terra e rejeição de carga.

As seguintes causas de sobretensões temporárias devem sempre ser consideradas:

a) Faltas para a terra:

As sobretensões provocadas por estas faltas ocorrem em grande parte do sistema. A duração da sobretensão corresponde à duração da falta (até eliminação da falta). Nos sistemas com neutro aterrado geralmente este valor é inferior a 1 s. Já nos sistemas com neutro aterrado de forma ressonante, com eliminação de falta, este valor geralmente é inferior a 10 s. Nos sistemas sem eliminação de faltas para a terra, a duração das sobretensões temporárias pode ser de várias horas.

b) Rejeições de Carga:

Após a desconexão da carga, a tensão sobe no lado da fonte do disjuntor manobrado. A amplitude da sobretensão depende das características da carga desconectada e da potência de curto-circuito da subestação de alimentação. As sobretensões temporárias

apresentam amplitudes elevadas particularmente após a rejeição plena de carga nos transformadores dos grupos geradores, dependendo das condições de magnetização e de sobre velocidade. A amplitude das sobretensões devido à rejeição de carga normalmente não é constante durante sua duração. Para realizar cálculos mais precisos devem ser considerados, entre outros, a modelagem dos reguladores de tensão e velocidade.

Como base, pode-se usar os seguintes valores típicos:

- Nos sistemas moderadamente longos, uma rejeição de carga plena pode dar origem a sobretensões fase-terra com amplitude normalmente abaixo de 1,2 pu. A duração da sobretensão depende da operação do equipamento de controle de tensão, podendo atingir vários minutos.

- Nos grandes sistemas após uma rejeição plena de carga, as sobretensões fase-terra podem atingir 1,5 p.u. ou até mais quando da ocorrência de Efeito Ferranti ou de ressonância. Sua duração pode ser da ordem de alguns segundos.

- Para rejeição de carga de transformadores de geradores, as sobretensões temporárias podem atingir amplitudes de até 1,4 p.u. para turbo geradores e até 1,5 p.u. para hidro geradores, com uma duração de aproximadamente de 3 s.

Quando as diversas sobretensões temporárias do sistema são conhecidas uma representação adequada da sobretensão é obtida considerando-se a maior amplitude, com uma duração igual ao maior tempo em que as amplitudes excedem 90% da amplitude máxima.

Em alguns sistemas, as seguintes causas de sobretensões temporárias devem ser consideradas:

- efeitos de ressonância, por exemplo, quando da energização de linhas longas em vazio ou ressonância entre sistemas;

- elevação de tensão nas linhas longas (Efeito Ferranti);

- sobretensões harmônicas, por exemplo, durante chaveamento de transformadores;

- retorno de alimentação através das interconexões dos enrolamentos de um transformador, por exemplo, durante a eliminação de faltas nas subestações com transformadores operando em paralelo, ou quando de chaveamento monofásico de um transformador trifásico com carga secundária desbalanceada.

As sobretensões temporárias devido a ferro - ressonâncias devem ser eliminadas, não devendo ser consideradas como parâmetro para a seleção dos pára-raios.

A combinação de causas, tais como faltas para a terra e rejeição de carga pode

resultar nos valores de sobretensão temporárias maiores que aqueles associados aos eventos simples. Quando tais combinações são consideradas suficientemente prováveis, as sobretensões associadas a cada causa têm que ser compostas levando-se em conta a configuração real do sistema.

NOTAS:

- 1- *A seleção da tensão nominal do pára-raios, correspondente às mais altas sobretensões temporárias do sistema, baseia-se na suposição de que a tensão máxima de operação do sistema não é excedida sob condições normais. Se a ocorrência de tensões anormais no sistema é freqüente, como por exemplo, perda de um transformador de aterramento, isso aumenta a probabilidade de operação do pára-raios durante tais condições. Pode ser necessário utilizar um pára-raios com uma tensão nominal maior que aquela recomendada acima.*
- 2- *Tensões de operação com freqüências diferentes de 50 Hz ou 60 Hz podem requerer consideração especial na fabricação ou na aplicação do pára-raios. Portanto, deve ser objeto de acordo entre fabricante e comprador.*

5.4.2 CORRENTE DE DESCARGA NOMINAL

As correntes de descargas atmosféricas são influenciadas por diversos fatores. Como regra geral, as correntes nos pára-raios devido às descargas atmosféricas são menores do que as correntes das descargas propriamente ditas. No caso de descargas diretas nas linhas, ondas viajantes propagam-se em direções opostas a partir do ponto de impacto. A disrupção do isolamento da linha oferece um caminho paralelo para o solo, que desvia uma parte da corrente da descarga. No caso de descargas incidindo em mais de um condutor, ou de descargas entre os condutores, dois ou mais pára-raios podem operar e dividir a corrente. Somente nos casos de uma descarga direta muito próxima do terminal do pára-raios e quando não ocorre disrupção do isolamento antes de sua operação, é que o pára-raios é solicitado para descarregar a maior parte da corrente da descarga atmosférica. A probabilidade de tal ocorrência pode ser significativamente reduzida por blindagem apropriada. As informações relativas aos parâmetros das descargas atmosféricas podem ser obtidas de levantamentos estatísticos gerais ou locais. A relação entre as correntes de descarga atmosférica e as correntes de descargas através dos pára-raios pode ser obtida a partir de cálculos com base na teoria das ondas viajantes.

As linhas aéreas podem ser protegidas contra descargas atmosféricas diretas aos condutores de fase pela utilização de cabos pára-raios que são posicionados para interceptar descargas atmosféricas e direcionar a corrente para a terra através da torre, condutor metálico ou das estruturas dos postes. Nas linhas com estruturas ou postes de madeira, são utilizados condutores de baixa impedância para conectar os cabos pára-raios ao ponto de aterramento do sistema.

Quase todas as descargas diretas aos condutores de linha são eliminadas pelo uso de cabos pára-raios. Quando da ocorrência de uma descarga direta ou falha de blindagem (no caso de linhas com cabos pára-raios), a interrupção da isolação da linha é quase certa nas faixas A e B. O número de falhas de blindagem e sua severidade podem ser controlados pela quantidade e posicionamento dos cabos pára-raios. Quando uma descarga atmosférica incide no cabo pára-raios, a corrente da descarga é conduzida para a terra através das estruturas. A impedância do caminho percorrido pela corrente, incluindo a impedância do sistema de aterramento, resulta em uma tensão entre a estrutura e os condutores. Uma parcela deste valor é acoplada aos condutores de fase. A diferença entre os potenciais da estrutura e dos condutores de fase é aplicada diretamente à isolação da linha e pode ocasionar interrupção. Este tipo de evento é chamado descarga de retorno (**Back Flashover**). A taxa de ocorrência das descargas de retorno é controlada pela seleção de um nível adequado de isolamento, pela busca de valores reduzidos de resistência de aterramento da estrutura, pela utilização de pára-raios de linhas de transmissão e pela manutenção de um espaçamento adequado entre o condutor e a estrutura, entre condutor e cabos pára-raios e entre condutores. Ou seja, otimizando-se a geometria da cabeça da torre.

Procedimentos análogos àqueles utilizados para a blindagem das linhas também podem ser usados para a blindagem das subestações. Os métodos de blindagem incluem cabos pára-raios e hastes metálicas.

Em instalações não blindadas (não eficazmente protegidas) contra descargas atmosféricas diretas, por exemplo, nos transformadores de distribuição ou conexões entre cabos nas linhas de estruturas de madeira, tanto a isolação quanto os pára-raios podem estar sujeitos a descargas diretas que venham a resultar correntes de descarga extremamente altas. Em geral, a corrente de descarga atmosférica deve ser baseada na sua probabilidade de ocorrência.

O objetivo da blindagem nas subestações é reduzir o risco de falha de isolamento para um nível aceitável. Para certas aplicações, isto pode ser conseguido blindando-se somente a subestação. Em outros casos, pode ser necessário blindar todas as entradas de linha. A blindagem das linhas, ao longo de uma distância relativamente curta a partir da subestação, pode garantir os mesmos benefícios para proteção da subestação que a blindagem completa das linhas.

Com blindagem, isolação e sistemas de aterramento bem projetados, a probabilidade de descargas diretas nos condutores de fase é reduzida a um baixo nível, bem como as tensões através do isolamento quando de descargas ao sistema de blindagem são reduzidas a valores inferiores aos níveis de interrupção. Como resultado, as correntes de

descarga dos pára-raios são reduzidas, o que reduz sua solicitação e permite que os pára-raios ofereçam uma melhor proteção à isolação do equipamento.

5.4.3 SELEÇÃO DA CORRENTE DE DESCARGA NOMINAL

Como regra geral, a corrente de descarga nominal de um pára-raios é selecionada considerando-se:

- A importância e grau de proteção desejado: Os níveis de proteção determinados por correntes de maiores amplitude e taxa de crescimento aumentam com a confiabilidade da proteção.

- O número de linhas conectadas quando da operação do pára-raios: Devido a reflexões das ondas viajantes, a corrente de descarga do pára-raios depende da impedância de surto de linhas e cabos conectados em paralelo.

- O nível de isolamento da linha: As correntes de descarga atmosférica prospectivas aumentam para linhas dotadas de um maior nível de isolamento (por exemplo, postes de madeira totalmente isolados), a menos que a descarga ocorra tão próxima ao pára-raios que a impedância e o isolamento da linha não possam influenciar o surto. Quando os pára-raios são utilizados em uma subestação conectada às linhas com postes de madeira com cruzetas não aterradas ou isoladores de pino, então pelo menos um poste, de preferência o último, deve ter as cruzetas ou os pinos aterrados através de baixa impedância de aterramento. No caso de altas impedâncias de aterramento vários postes dentro de uma distância de cerca de cinco vãos a partir da subestação devem ser aterrados.

- A probabilidade de ocorrência das descargas atmosféricas de amplitude elevada: A amplitude das correntes de descarga atmosférica varia dentro de uma ampla faixa de valores. As linhas construídas em áreas de alta densidade de descarga para a terra possuem uma maior chance de serem atingidas por correntes de amplitude elevada.

- O desempenho da linha e as condições ambientais: As correntes de descarga atmosférica e suas taxas de crescimento são funções das taxas de ocorrência das descargas de retorno e das taxas de falha de blindagem das linhas (ou taxas de interrupção quando de linhas não blindadas) que estão dentro de uma distância limite das subestações. Taxas de falha elevadas aumentam a provável amplitude e taxa de crescimento da corrente de descarga do pára-raios.

Para as correntes de descarga nominal padrão de acordo com as normas em vigor, a experiência indica que um grau de proteção satisfatório é obtido se as seguintes recomendações forem observadas:

a) Faixa A e B – 1 kV - 36.2 kV e Faixa B - (72.5 kV a 242 kV) - Correntes de descarga de 5 kA, 10 kA ou 20 kA.

Em sistemas da *Faixa A*, conforme *NBR 6939*, nos quais as distâncias entre os pára-raios são criteriosamente definidas, os pára-raios dos transformadores de distribuição projetados para uma corrente de descarga nominal de 5 kA têm provado ser suficientemente confiáveis, mesmo quando os transformadores estão conectados a linhas com postes de madeira e cruzetas não aterradas.

Em sistemas com tensões de até 72,5 kV, pára-raios projetados para uma corrente de descarga nominal de 5 kA podem ser adequados nas áreas com baixa densidade de descargas para a terra e para linhas aéreas efetivamente blindadas e com baixa impedância de pé de torre. Os pára-raios com uma corrente de descarga nominal de 10 kA ou 20 kA podem ser preferíveis para instalações importantes (necessários para prover uma melhor proteção) particularmente em áreas com alta densidade de descarga para a terra ou de elevada resistência de aterramento.

Em sistemas com tensões superiores a 72,5 kV, geralmente são recomendados os pára-raios com corrente de descarga nominal de 10 kA.

b) Faixa C - \geq a 362 kV – Corrente de Descarga de 10 kA ou 20 kA.

Para sistemas com tensões de até 420 kV e inferiores, os pára-raios com corrente de descarga nominal de 10 kA geralmente são suficientes. Sistemas com tensões superiores a 420 kV, podem requerer pára-raios com corrente de descarga nominal de 20 kA.

5.4.4 CAPACIDADE DE DESCARGA DE LONGA DURAÇÃO

Em instalações onde são conectadas linhas longas, cabos ou bancos de elevada capacitância, os pára-raios devem ser capazes de suportar a corrente de descarga e energia devidas às sobretensões de manobra. Para os pára-raios de 10 kA - *Serviço Pesado* ou pára-raios de 20 kA, para várias faixas de tensões de sistema, são especificados valores de ensaio que representam os valores típicos de dissipação de energia dos pára-raios aplicados ao sistema em questão. Pára-raios para serviço pesado geralmente são utilizados na proteção de equipamentos situados na *Faixa C*.

Para equipamentos situados nas *Faixas A e B*, os pára-raios para serviço pesado são utilizados no caso de subestações importantes, quando da necessidade de manutenção de um nível baixo de proteção, no caso de linhas longas, cabos ou bancos de capacitores conectados ao barramento. Para outros casos, por exemplo, onde as linhas são relativamente curtas (menores que 100 km), geralmente são utilizados pára-raios para serviço leve 10 kA, ou ainda pára-raios de 5 kA. Esses últimos correspondem aos pára-raios antigamente

denominados “Pára-raios Classe Intermediária ou ainda Pára-raios de Linha”.

5.4.5 PÁRA-RAIOS PARA SERVIÇO PESADO 10 kA E PÁRA-RAIOS 20 kA

Os requisitos de ensaio mostrados na Tabela 5.1 se baseiam nas solicitações impostas pela descarga de linhas de transmissão nos pára-raios com tensão nominal igual a 1,4 vezes a mais alta tensão fase-terra do sistema.

Normalmente, a classe de descarga de correntes de longa duração está relacionada com a correspondente tensão do sistema. Entretanto, onde as características da linha variam apreciavelmente daquelas mostradas na Tabela 5.1, a energia dissipada pelo pára-raios durante condições de serviço tem que ser comparada com aquela obtida no ensaio. Nestes casos, recomenda-se um estudo das circunstâncias particulares do evento.

Tabela 5.1 - Relação entre características das linhas de transmissão e classe de descarga de corrente de longa duração.

Classe descarga de corrente de longa duração	Faixa aproximada das tensões mais altas do sistema (kV)	Comprimento aproximado da linha (km)	Impedância de surto aproximada da linha (Ω)	Fator de sobretensão aproximado (p.u.)*
1	Até 245	300	450	3,0
2	Até 300	300	400	2,6
3	Até 420	360	350	2,6
4	Até 525	420	325	2,4
5	Até 765	480	300	2,2

* A base para os valores p.u. é o valor de pico da mais alta tensão fase-terra do sistema.

5.4.6 PÁRA-RAIOS PARA SERVIÇO LEVE 10 kA E PÁRA-RAIOS DE 5 kA

No caso dos pára-raios para serviço leve de 10 kA e pára-raios de 5 kA, não é feita diferenciação das tensões do sistema. Apenas especifica-se uma corrente de ensaio com forma de onda retangular, conforme NBR – 6936.

5.5 - CARACTERÍSTICAS DOS PÁRA-RAIOS SEM CENTELHADORES

5.5.1 PRINCÍPIOS GERAIS

Os pára-raios a óxido metálico têm como características básicas a tensão de operação contínua, a tensão nominal, a corrente de descarga nominal e as tensões residuais sob correntes de descarga nominal, de manobra e de crescimento de frente íngreme.

Para uma dada tensão de sistema existem diferentes tipos de pára-raios e consequentemente diferentes níveis de proteção.

Outras características devem ser consideradas para cada aplicação particular, tais como:

- classe de descarga de linhas de transmissão;
- classe de alívio de sobre pressão ou suportabilidade a correntes de falta, no caso de projetos de pára-raios poliméricos sem espaçamentos internos de ar;
- suportabilidade sob poluição;
- possibilidade de lavagem quando energizados;
- propriedades mecânicas especiais.

5.5.2 TENSÃO DE OPERAÇÃO CONTÍNUA

A tensão de operação contínua é o valor máximo permissível de tensão na frequência industrial que pode ser continuamente aplicado entre os terminais do pára-raios, sem provocar degradação ou alteração de suas características operacionais.

NOTA:

Durante alguns ensaios, os pára-raios completos podem ser representados por seções denominadas “seções representativas”. Essas seções devem representar térmica e eletricamente os pára-raios completos. Nos ensaios de ciclo de operação e de verificação da característica tensão suportável sob frequência industrial versus tempo, a tensão de operação contínua da seção representativa pode ser superior à relação entre as tensões nominal da seção representativa e a do pára-raios completo multiplicada pela tensão de operação contínua do pára-raios completo.

5.5.3 TENSÃO NOMINAL

A tensão nominal é a máxima tensão na frequência industrial que é aplicada no ensaio de ciclo de operação pelo período de tempo de 10s. Portanto, é o parâmetro de referência para se estabelecer a característica tensão na frequência industrial versus tempo de aplicação do pára-raios e também para se definir os requisitos para os ensaios de descarga de linhas de transmissão.

5.5.4 CORRENTE DE DESCARGA NOMINAL

A corrente de descarga nominal é o valor de crista da corrente de descarga de impulso com forma $8/20 \mu s$, que é utilizada para classificar o pára-raios. Trata-se do principal parâmetro para definir as características de proteção e a capacidade de absorção de energia dos pára-raios.

5.5.5 NÍVEIS DE PROTEÇÃO

O nível de proteção de um pára-raios sob impulsos íngrimes corresponde ao maior valor de tensão residual para impulsos de correntes íngrimes com tempos de frente de 0,5 ou 1,0 μs .

Quando do levantamento do desempenho da proteção oferecida pelos pára-raios a óxido metálico sob impulsos íngrimes, deve-se considerar o retardo de tempo associado aos

mecanismos de condução dos resistores, conforme observado no ensaio de impulso de corrente de frente íngreme.

NOTAS:

- 1- Nas primeiras edições das normas sobre pára-raios sem centelhadores (IEC 60099-4), o procedimento de ensaio para a determinação confiável da tensão residual sob impulso de corrente de frente íngreme não foi especificado por completo. Uma especificação mais precisa das condições de ensaio, que deverá considerar os efeitos da indutância e do retardo de tempo intrínseco ao material, está sob consideração.
- 2- Na consideração sobre a proteção de equipamentos submetidos a sobretensões devido a impulsos íngremes, assume-se que a suportabilidade da isolação imersa em óleo dos transformadores é, pelo menos, 15% maior que a suportabilidade à tensão plena sob impulso atmosférico, para impulsos com frente inferior a 3 μ s.

O nível de proteção de um pára-raios submetido a impulsos atmosféricos é a máxima tensão residual sob corrente de descarga nominal com forma padronizada. É aplicável na definição da proteção de equipamentos ou sistemas submetidos a sobretensões de frente rápida.

O nível de proteção de um pára-raios submetido a impulsos de manobra é a máxima tensão residual sob correntes especificadas de impulso de manobra. É aplicável na definição da proteção de equipamentos e sistemas sob sobretensões de frente lenta.

5.6 - SELEÇÃO DE PÁRA-RAIOS SEM CENTELHADORES PARA APLICAÇÃO ENTRE FASE E TERRA

5.6.1 TENSÃO DE OPERAÇÃO CONTÍNUA

O critério básico utilizado para se analisar a tensão de operação contínua é o seguinte: o valor de crista da tensão de operação contínua do pára-raios deva ser maior que o valor de crista da máxima tensão de operação do sistema no ponto de aplicação do pára-raios, considerando-se a presença de possíveis harmônicos de tensão. Normalmente, o aumento da tensão de crista por harmônicos pode ser levado em conta por um fator de segurança de 1,05 aplicado à máxima tensão de operação do sistema.

Como regra geral, a tensão de operação contínua deve ser:

- igual ou maior que o valor de crista da máxima tensão de operação fase-terra dividido por $\sqrt{2}$, em sistemas com eliminação automática de faltas;

- igual ou maior que o valor de crista da máxima tensão de operação fase-fase dividido por $\sqrt{2}$, em sistemas com neutros isolados ou com aterramento ressonante sem eliminação automática de faltas para a terra.

NOTA:

Para estes sistemas, o fator de segurança de 1,05 tem por objetivo considerar a característica tensão em frequência industrial versus tempo dos pára-raios onde se leva em conta a duração limitada das faltas existentes para a terra.

Caso o maior valor de tensão de operação existente no local de instalação do pára-raios não seja determinado com exatidão, esse deve ser substituído pela maior tensão do sistema ou pela maior tensão dos equipamentos aplicados ao sistema.

Caso o pára-raios seja instalado mais próximo de objetos energizados ou aterrados do que o recomendado pelo fabricante, é necessário investigar se a distribuição de tensão ao longo da coluna do pára-raios é suficientemente linear para a tensão de operação contínua selecionada.

5.6.2 TENSÃO NOMINAL

A tensão nominal do pára-raios é selecionada com base nas sobretensões temporárias do sistema no seu local de instalação, em termos de amplitude e tempo de duração. O requisito básico é que a característica tensão em frequência industrial versus tempo do pára-raios, deve ser maior que a característica amplitude da sobretensão temporária versus tempo de duração do sistema. Quando necessário, as capacidades dos pára-raios suportarem os efeitos da poluição ambiental e de lavagem quando energizados devem ser consideradas.

As seguintes causas de sobretensões temporárias devem sempre ser consideradas:

a) Faltas para a terra:

As sobretensões provocadas por estas faltas ocorrem em uma grande parte do sistema. A duração da sobretensão corresponde ao tempo de eliminação da falta. Em sistemas com neutro aterrado geralmente este valor é inferior a 1 s. Já em sistemas com neutro aterrado de forma ressonante, com eliminação automática de falta este valor geralmente é inferior a 10 s. Em sistemas sem eliminação de faltas para a terra, a duração das sobretensões temporárias pode ser de várias horas.

b) Rejeições de Carga:

Após a desconexão da carga, a tensão sobe no lado da fonte do disjuntor manobrado. A amplitude da sobretensão depende das características da carga desconectada e da potência de curto-circuito da subestação de alimentação. As sobretensões temporárias apresentam amplitudes elevadas particularmente após a rejeição plena de carga nos transformadores dos grupos geradores, dependendo das condições de magnetização e de

sobre velocidade. A amplitude das sobretensões devido à rejeição de carga normalmente não é constante durante sua duração. Para realizar cálculos mais precisos devem ser considerados, entre outros, a modelagem dos reguladores de tensão e velocidade.

Como base, pode-se usar os seguintes valores típicos [27]:

- *Em sistemas moderadamente longos, uma rejeição de carga plena pode dar origem a sobretensões fase-terra com amplitude normalmente abaixo de 1,2 p.u. A duração da sobretensão depende da operação do equipamento de controle de tensão, podendo atingir vários minutos.*

- *Em grandes sistemas, após uma rejeição plena de carga, as sobretensões fase-terra podem atingir 1,5 p.u. ou até mais, quando da ocorrência de Efeito Ferranti ou de ressonância. Sua duração pode ser da ordem de alguns segundos.*

- *Para rejeição de carga de transformadores de geradores, as sobretensões temporárias podem atingir amplitudes de até 1,4 p.u. para turbo geradores e até 1,5 p.u. para hidro geradores, com uma duração de aproximadamente de 3 s.*

Quando as diversas sobretensões temporárias do sistema são conhecidas uma representação adequada da sobretensão é obtida considerando-se a maior amplitude, com uma duração igual ao maior tempo em que as amplitudes excedem 90% da amplitude máxima.

Em alguns sistemas, as seguintes causas de sobretensões temporárias devem ser consideradas:

- *efeitos de ressonância, p.ex., quando da energização de linhas longas em vazio ou ressonância entre sistema;*

- *elevação de tensão em linhas longas (Efeito Ferranti);*

- *sobretensões harmônicas, por exemplo, durante chaveamento de transformadores;*

- *retorno de alimentação através das interconexões dos enrolamentos de um transformador, como por exemplo, durante a eliminação de faltas nas subestações com transformadores operando em paralelo ou quando de chaveamento monofásico de um transformador trifásico com carga secundária não balanceada.*

As sobretensões temporárias devido a ferro - ressonâncias devem ser eliminadas, não devendo ser consideradas como parâmetro para a seleção dos pára-raios.

Seqüências de eventos que resultam nas sobretensões temporárias, como p.ex. uma rejeição de carga resultante da ocorrência de uma falta para a terra, necessitam ser consideradas quando ambas sobretensões possuem severidade comparável. Nestes casos, o

valor de carga rejeitada, dependendo do local da falta e do ponto de instalação do pára-raios, tem que ser cuidadosamente examinado.

A combinação de causas tais como faltas para a terra e rejeição de carga, pode resultar em valores de sobretensões temporárias superiores aos associados aos eventos simples. Quando tais combinações são consideradas suficientemente prováveis, as sobretensões associadas a cada causa têm que ser compostas levando-se em conta a configuração real do sistema.

A característica tensão em frequência industrial versus tempo dos pára-raios deve exceder a característica amplitude da sobretensão temporária versus duração para o sistema.

De modo orientativo, como uma aproximação, a amplitude e a duração das sobretensões temporárias, situadas entre 0,1 s e 100 s, podem ser convertidas para uma amplitude equivalente, U_{Eq} , com uma duração de 10 s, correspondente ao tempo de aplicação da tensão nominal no ensaio ciclo de operação, conforme Equação 5.1.

$$U_{Eq} = U_T \left(\frac{T_{TOV}}{10} \right)^m \quad (5.1)$$

onde:

U_{Eq} - Amplitude da sobretensão temporária equivalente de 10 s;

U_T - Amplitude da sobretensão temporária;

T_{TOV} - Duração da sobretensão temporária em s;

m - Expoente que descreve a característica tensão em frequência industrial versus tempo de um pára-raios. Para diferentes projetos de pára-raios este expoente varia entre 0.022 e 0.018. Logo é possível um valor médio de 0.02.

Neste caso, a tensão nominal do pára-raios deve ser igual ou superior à maior sobretensão temporária equivalente obtida.

NOTAS:

- 1- Em algumas aplicações é utilizada uma margem de segurança entre a máxima sobretensão temporária equivalente e a tensão nominal a fim de cobrir possíveis imprecisões na determinação do valor desta sobretensão. Valores normais para estas margens ficam entre 5% e 15%.
- 2- Quando se deseja níveis de proteção inferiores ao do pára-raios adotado, é possível selecionar tensões nominais inferiores ao valor das sobretensões temporárias equivalentes de 10 s, desde que o pára-raios seja capaz de absorver as energias associadas às ocorrências do sistema. Neste caso, cálculos de absorção de energia devem ser realizados simulando as ocorrências do sistema. Além de representações cuidadosas do sistema, a dispersão de manufatura da característica tensão-corrente do pára-raios deve ser considerada.

3- Em alguns casos, a tensão nominal do pára-raios também é selecionada considerando a absorção de energia durante os surtos de manobra. Como desvantagem, esse fato impõe um nível de proteção mais alto ao pára-raios, o que acarreta uma menor margem de proteção.

5.6.3 CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA

Pára-raios a óxido metálico devem ser capazes de absorver energia devido às sobretensões transitórias do sistema. Sobretensões transitórias severas são causadas por:

- energização ou religamento de linhas longas;
- abertura de bancos de capacitores ou cabos, através de disjuntores que permitam reacendimento;
- descargas atmosféricas diretas aos condutores de fase das linhas aéreas com nível de isolamento elevado ou descargas de retorno próximas aos pára-raios.

NOTA:

Descargas múltiplas podem resultar em tempos elevados de atuação do pára-raios, com conseqüente aumento da energia absorvida.

Conhecidos os níveis de proteção dos pára-raios, as energias absorvidas podem ser calculadas pelas equações 5.2, 5.3 e 5.4 [15] [16]:

Energização e religamento de linhas:

$$W = 2U_{RM}(U_S - U_{RM})\frac{T_T}{Z} \quad (5.2)$$

onde:

- W** - Energia absorvida [J];
- U_{RM}** - Tensão residual sob impulso de manobra do pára-raios [kV] - Nível de Proteção;
- U_S** - Amplitude da sobretensão [kV], por exemplo segundo Tabela 5.2;

Tabela 5.2 - Amplitude da sobretensão [kV] em função do nível de tensão do sistema [17]

NÍVEIS DE TENSÃO	Impedância de surto da linha (W)	Sobretensão prospectiva – U _S (pu)
$U_{max} < 145 \text{ kV}$	450	3,0
$145 \leq U_{max} < 362 \text{ kV}$	400	3,0
$362 \leq U_{max} \leq 550 \text{ kV}$	350	2,6
$U_{max} > 550 \text{ kV}$	300	2,2

- Z** - Impedância de surto da linha [Ω];

T_T - Tempo de trânsito ao longo da linha, igual ao comprimento dividido pela velocidade de propagação de onda na linha [μ s];

Manobra de banco de capacitores ou cabo:

$$W = \frac{1}{2} C \left[(3U_0)^2 - (\sqrt{2}U_n)^2 \right] \quad (5.3)$$

onde:

C - Capacitância do banco ou do cabo [μ F];

U_0 - Tensão de operação fase-terra, valor de crista [kV];

U_n - Tensão nominal do pára-raios (valor eficaz) [kV].

A energia pode ser dividida com outros pára-raios na mesma fase. O nível dessa divisão deve ser estudado.

Descarga atmosférica:

$$W = \left[2U_{50\%} - NU_{RA} \left(1 + \ln \left(\frac{2U_{50\%}}{U_{RA}} \right) \right) \right] \frac{U_{RA} T_{Eq}}{Z} \quad (5.4)$$

onde:

U_{RA} - Nível de proteção a impulso atmosférico do pára-raios [kV];

$U_{50\%}$ - Tensão disruptiva crítica com polaridade negativa do isolamento da linha [kV];

Z - Impedância de surto da linha [Ω];

N - Número de linhas conectadas ao pára-raios;

T_{Eq} - Duração equivalente da corrente de descarga atmosférica, incluindo a primeira descarga e as subseqüentes. Valor típico: 300 μ s.

NOTA:

A Equação 5.4 é obtida da integração de uma sobretensão com decaimento exponencial. Dependendo das distâncias entre os pára-raios, a energia pode ser fracionada devido à divisão de corrente.

Outros casos podem resultar grande absorção de energia pelo pára-raios, como por exemplo, a utilização de fusíveis limitadores de corrente, ou a instalação de pára-raios com baixo nível de proteção.

5.6.4 PÁRA-RAIOS 5 kA E PÁRA-RAIOS 10 kA CLASSE 1 DE DESCARGA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Esses pára-raios estão sujeitos ao ensaio de ciclo de operação a impulso de alta corrente. A energia por impulso resultante desses ensaios pode ser estimada pela Equação 5.5 [29]:

$$W = U_R I T \quad (5.5)$$

onde:

U_R - Tensão residual sob impulso de alta corrente. Caso não seja conhecida, U_R pode ser estimada como 1,5 vezes a tensão residual para impulso atmosférico a corrente de descarga nominal [kV];

I - Amplitude do impulso de alta corrente especificado [kA];

T - Tempo efetivo do impulso de alta corrente 6.5 μ s.

5.6.5 CLASSE DE ALÍVIO DE SOBRE PRESSÃO OU SUPORTABILIDADE A CORRENTE DE FALTA

No caso de falha interna do pára-raios em porcelana, a corrente de falta através do mesmo não deve causar a fragmentação violenta do invólucro. A utilização de invólucros de material polimérico permite a não expulsão de fragmentos de resistores não lineares, no caso de falhas sob uma corrente de curto-circuito pré-determinada. Desse modo, a suportabilidade à corrente de falta do pára-raios deve ser maior ou igual à máxima corrente de falta no seu ponto de instalação.

Se valores maiores que os normalizados forem requeridos, deve-se consultar o fabricante.

5.7 - SUPORTABILIDADE DO INVÓLUCRO SOB POLUIÇÃO

A poluição no invólucro pode resultar na atuação ou no aumento da temperatura dos componentes de equalização dos pára-raios com centelhadores, bem como elevar a temperatura dos resistores não lineares dos pára-raios sem centelhadores. Para se prevenir contra falhas em áreas poluídas, devem ser escolhidos pára-raios com invólucro capaz de suportar as condições de poluição pertinentes. Apesar de não estar explicitamente especificado nas *Normas Técnicas Brasileiras*, pára-raios utilizados sob condições normais de operação

devem suportar poluição média nível II, conforme *NBR 8186 [30]*. Se a área de instalação for sujeita a um nível maior de poluição, o desempenho do pára-raios pode ser afetado adversamente. No caso de pára-raios cujas características são inadequadas para utilização em áreas de poluição pesada, nível III, ou de poluição muito pesada, nível IV, limpezas periódicas com ou sem engraxamento podem ser efetivas na prevenção dos eventos acima.

Quando se pretende efetuar a lavagem de pára-raios energizados, estes devem ter sido projetados para tais condições de operação.

CAPÍTULO 6 – DEFINIÇÃO DO MODELO EFEI - LIOV SIMPLIFICADO

Este capítulo descreve o método utilizado de obtenção de uma função geral para cálculo das tensões induzidas. Uma vez conhecidos, o estado da arte, os procedimentos de cálculo do número de falhas por descargas diretas e tensões induzidas, as principais características e aplicação dos pára-raios. Dada sua característica geral, esta função é utilizada tanto para o cálculo das tensões quanto para o das correntes trafegantes nas linhas de distribuição sob a ação de descargas induzidas. Deste modo, podem ser determinados os dados relativos às solicitações impostas aos sistemas de isolamento – *Amplitude de Tensão* e, quando necessário, aos elos fusíveis – *característica I^2t* .

Os estudos de *coordenação de isolamento* que fazem uso das técnicas de *Monte Carlo* demandam um tempo de cálculo elevado, principalmente se todas as descargas que caem ao redor das linhas são computadas. De maneira a reduzir o tempo de simulação foi desenvolvido o *Modelo EFEI - LIOV*, mostrado a seguir. Na sua versão simplificada, permite calcular para cada ponto ao longo de uma linha de distribuição a amplitude da tensão induzida. Isto permite, entre outros, que seja definido o risco de falha do isolamento.

Os dados obtidos com o auxílio do *Modelo EFEI – LIOV* são similares aos definidos pelo *Modelo Simplificado de Rusck*, ou seja, consideram somente surtos íngrimes. Existem alguns comentários sobre a precisão deste procedimento. No entanto, como este maximiza a amplitude das tensões induzidas, considera-se que os erros introduzidos compensam outros aspectos, como por exemplo, o fato de se trabalhar com um solo perfeitamente condutor.

6.1 - SURTOS INDUZIDOS - CÓDIGO LIOV

A versão do Código LIOV (*Lightning Induced Overvoltages – Versão Reduzida sem Perdas*) disponível no LAT – EFEI – Laboratório de Alta Tensão da Escola Federal de Engenharia de Itajubá - trabalha com as seguintes variáveis:

- Corrente de descarga (amplitude e forma);
- Posição em relação à linha, na forma de coordenadas x e y ;
- Parâmetros da linha, diâmetro do cabo e altura média com relação ao solo;
- Modo de terminação da linha.

O Software LIOV utiliza um sistema de condutores com a geometria mostrada na Figura 6.1. Já o modelo para a corrente de descarga atmosférica é o fornecido pela Equação 6.1:

$$i(0,t) = i_{H1}(0,t) + i_{H2}(0,t) + i_{DE}(0,t) \quad (6.1)$$

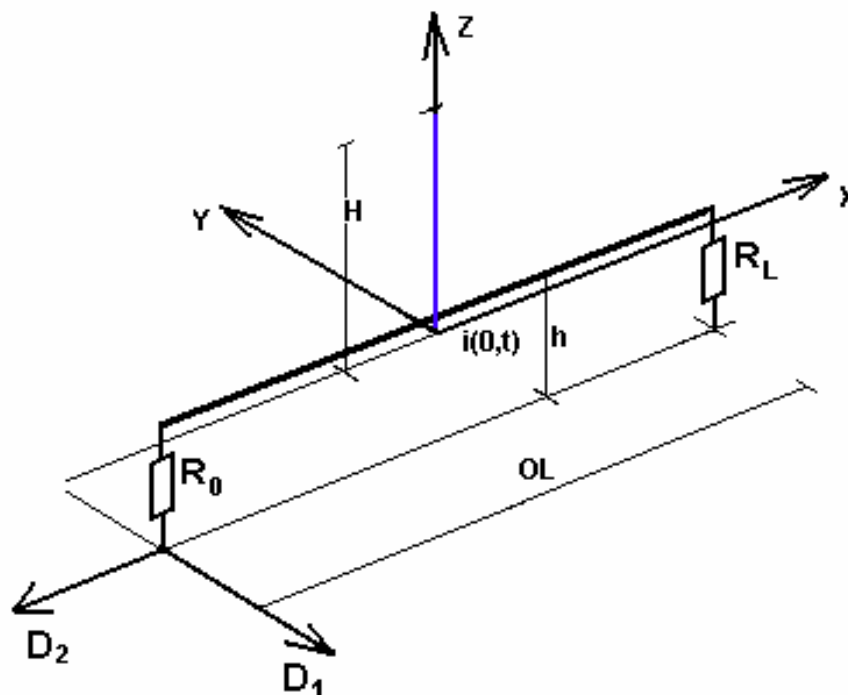


Figura 6.1 – Geometria do Sistema

6.2 - MODELAGEM ESTATÍSTICA UTILIZADA

Para definir um modelo simplificado, na forma de uma equação que relacione amplitude de corrente e tensão induzida, foi escolhido um conjunto de dados aleatórios de posicionamento da descarga, ou seja, coordenadas do ponto de impacto das descargas

atmosféricas foram sorteados, na forma de um *Método de Monte Carlo Simplificado*. No presente processo, a amplitude e a forma da corrente de descarga foram assumidos como fixas e o conjunto de dados foram analisados segundo o *Código LIOV*. Deste modo, os valores de tensão induzida foram determinados em função de sua posição ao longo da linha de distribuição monofásica.

Com base nestes valores, foram definidas funções que relacionam os valores da amplitude da corrente de descarga e das coordenadas de seu ponto de impacto com as amplitudes da tensão induzida e da corrente trafegante pelas linhas de distribuição. Deste modo, as características de tensão induzida versus probabilidade de descarga, que em conjunto com a suportabilidade estatística do isolamento definem as taxas de risco de ruptura. Ou seja, falhas de isolamento, bem como as características I^2t dos elos fusíveis, que por sua vez definem as condições de continuidade do sistema de alimentação, são determinadas. Logo, em uma etapa posterior do trabalho, é possível diferenciar os desligamentos por falha de isolamento dos desligamentos por atuação dos elos fusíveis, se é que estes fenômenos ocorrem. Isto é de importância capital na definição dos índices de desempenho das linhas de distribuição, pois os parâmetros de custo envolvendo multas e sobre custos em termos de proteção são diretamente dependentes destes resultados.

NOTA: ESTUDOS PRELIMINARES REALIZADOS:

- Conforme apresentado, os resultados dos estudos iniciais, quando tratados matematicamente por meio do software TABLECURVE (que depara aproximação de funções), permitiram determinar um conjunto de funções que correlacionam a amplitude da corrente de descarga com a amplitude máxima da tensão ao longo de uma linha monofásica. Uma vez percebida a importância de tais funções, foi desenvolvido um novo conjunto de simulações com o objetivo de complementar a base de dados necessária à depuração das mesmas, através da aplicação simplificada das Técnicas de Monte Carlo. Deste modo, é possível obter curvas características para a tensão induzida e a corrente trafegantes devidas às descargas atmosféricas;

- Optou-se pela simulação com todos os parâmetros fixos exceto a distância $D1$ (vide Figura 6.1), que variou de 50 metros a 5000 metros a posição perpendicular da descarga em relação à linha, mantendo-se fixa $D2$, distância ao longo da linha. A geração dos arquivos de dados para o Código LIOV foi implementada no MATLAB. Os valores utilizados, ponderados por meio de distribuições de probabilidade adequadas, foram os mesmos utilizados em todas as etapas anteriores dos trabalhos. Finalmente, a Dependência Estatística assumida ao longo de todo este procedimento é na forma de Weibull Simétrica - Limitada em 4 Desvios Padrão.

6.3 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES – LIOV/MONTE CARLO

6.3.1 DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO

Uma vez que o objetivo deste capítulo é definir uma expressão genérica para o cálculo da tensão induzida ao longo das linhas de distribuição, torna-se necessário trabalhar com a relação entre a posição da descarga em relação à linha de modo a se ter em conta as distâncias longitudinais, ou seja, a distância D_2 mostrada na Figura 6.1.

O presente desenvolvimento trabalha com a relação entre a amplitude da tensão induzida e da corrente de descarga mostrada pela Equação 6.2.

$$kV = \frac{kA}{a + bD_1 \ln D_1} \quad (6.2)$$

A generalização do procedimento de cálculo de tensão induzida ao longo das linhas implica em obter as Equações 6.3 e 6.4.

$$a = f_1(D_2) \quad (6.3)$$

$$b = f_2(D_2) \quad (6.4)$$

Para obter as funções mostradas pelas Equações 6.3 e 6.4, foi gerado um conjunto de dados aleatórios de descarga atmosférica, com amplitude fixa, dividido em 2 subconjuntos com 30 e 300 descargas respectivamente.

Para o primeiro subconjunto, foram geradas descargas com valores de distância D_1 , perpendicular à linha de distribuição, variando entre 50 metros e 500 metros. Já para o segundo subconjunto, foram geradas descargas com valores de distância D_1 , perpendicular à linha de distribuição, variando entre 50 e 500 metros e 500 e 5000 metros.

Deste modo, foram calculados os valores de tensão induzida na linha no ponto perpendicular ao impacto, ou seja, D_2 , e para os pontos afastados 250, 500, 750, 1500, 3500 e 5000 metros de D_2 , ao longo da linha.

Com a disponibilidade desses dados e através do *Software TABLECURVE* foi possível determinar funções matemáticas que expressam os gráficos correspondentes.

Através dos coeficientes “a” e “b” da Equação 6.2, obtidos para as diferentes distâncias, obteve-se a Tabela 6.1 dos coeficientes. As correspondentes características tensão induzida versus corrente de descarga são apresentadas nas Figuras 6.2 a 6.9.

Tabela 6.1 - Coeficientes da Equação 6.2.

LOCALIZAÇÃO - COEFICIENTE	a	b
D_2	0,055343351	0,00061592874
$D_2+250\text{ m}$	0,10290709	0,00063779111
$D_2+500\text{ m}$	0,10346859	0,00068615658
$D_2+750\text{ m}$	0,09956844	0,00071949502
$D_2+1000\text{ m}$	0,094908434	0,00074667294
$D_2+1500\text{ m}$	0,089565453	0,00077567655
$D_2+2000\text{ m}$	0,086013681	0,00079351099
$D_2+3500\text{ m}$	0,080573817	0,00081924317
$D_2+5000\text{ m}$	0,073053477	0,00083234594

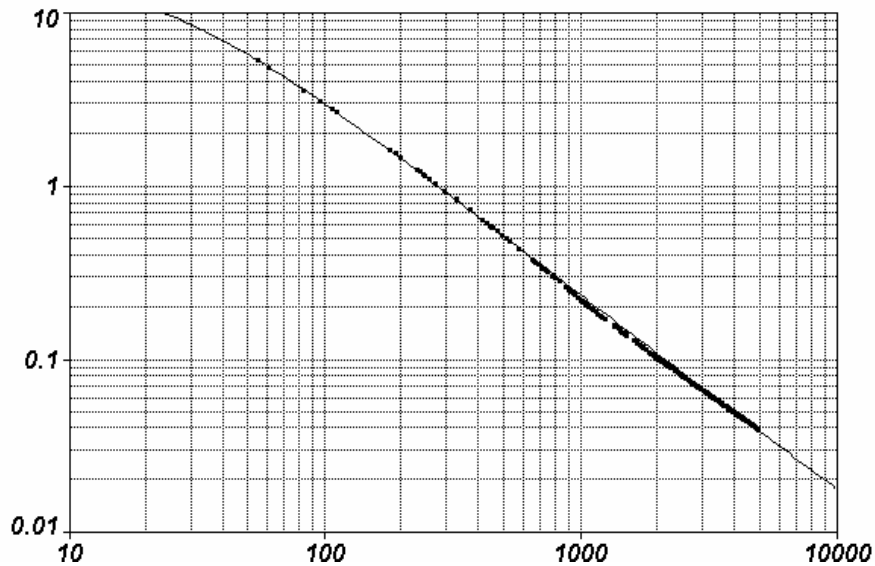


Figura 6.2: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - Posição Umáx.

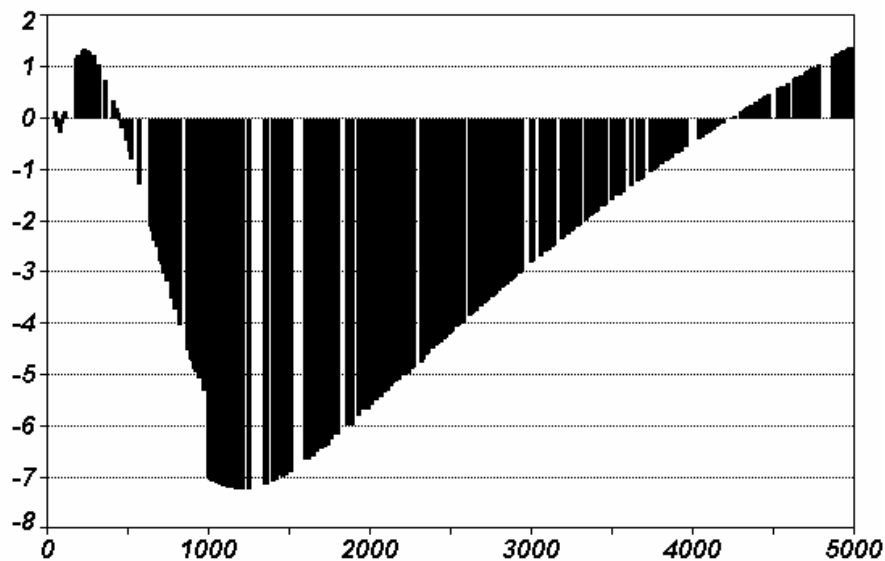


Figura 6.3: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [Erro] para Umáx + 1000m.

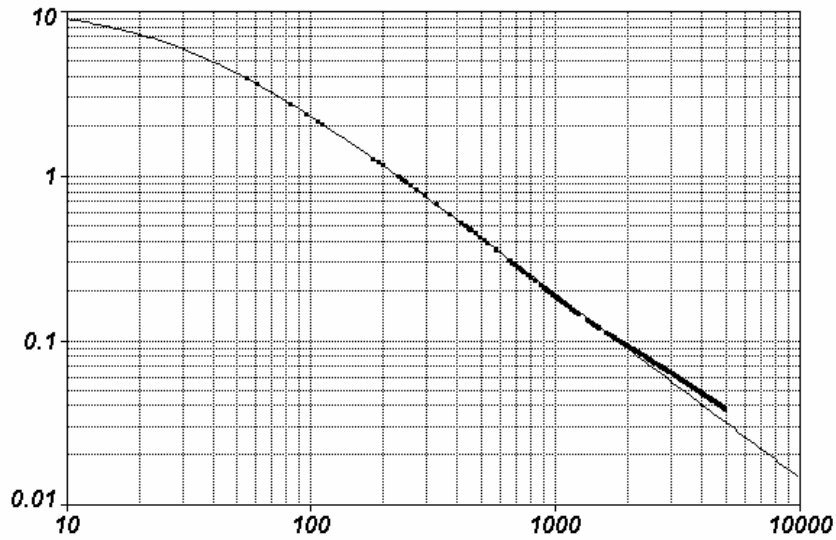


Figura 6.4 : Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - Posição $Umáx + 1000m$.

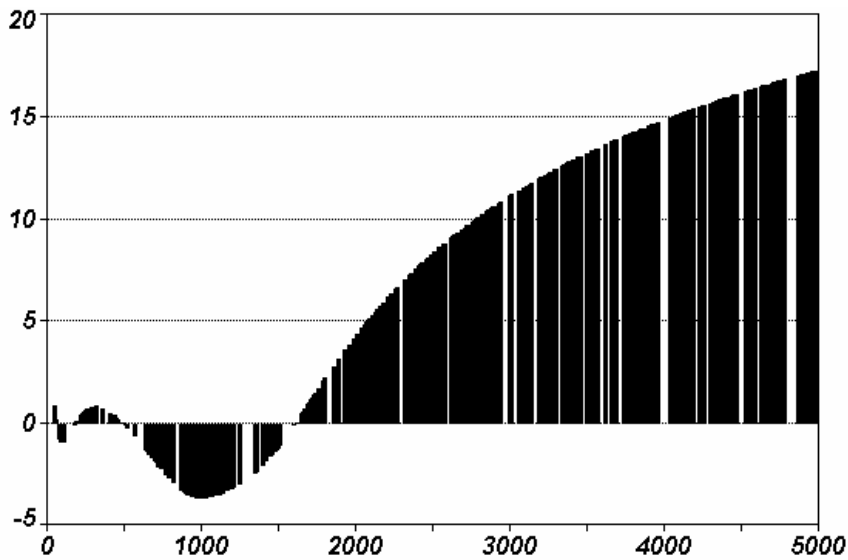


Figura 6.5: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $Umáx + 2000m$.

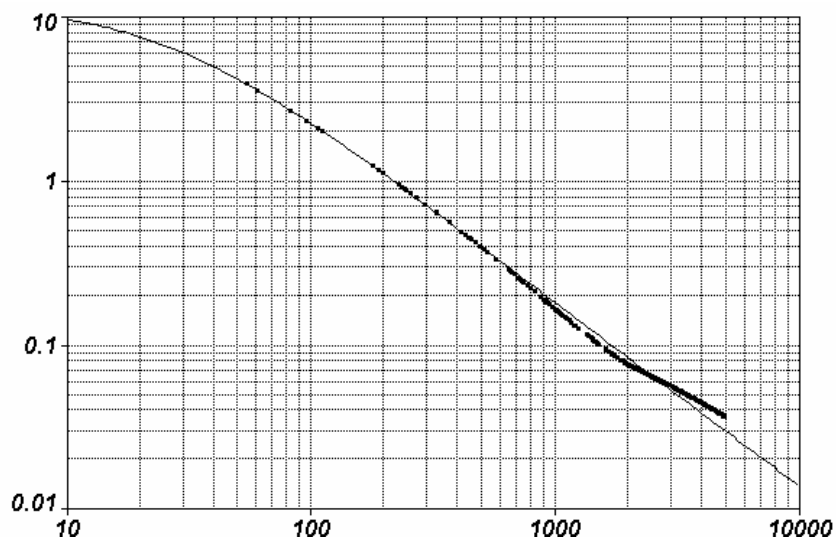


Figura 6.6: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - Posição $Umáx + 2000m$.

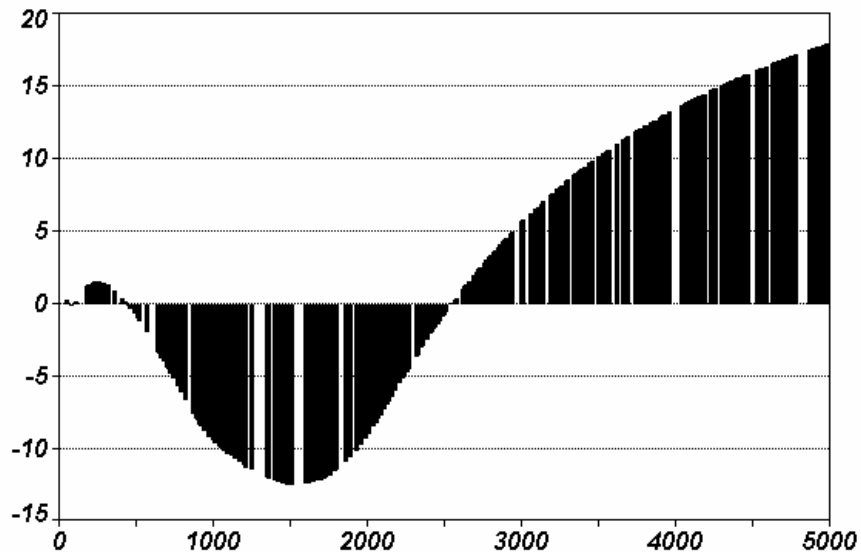


Figura 6.7: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $U_{máx} + 2000m$.

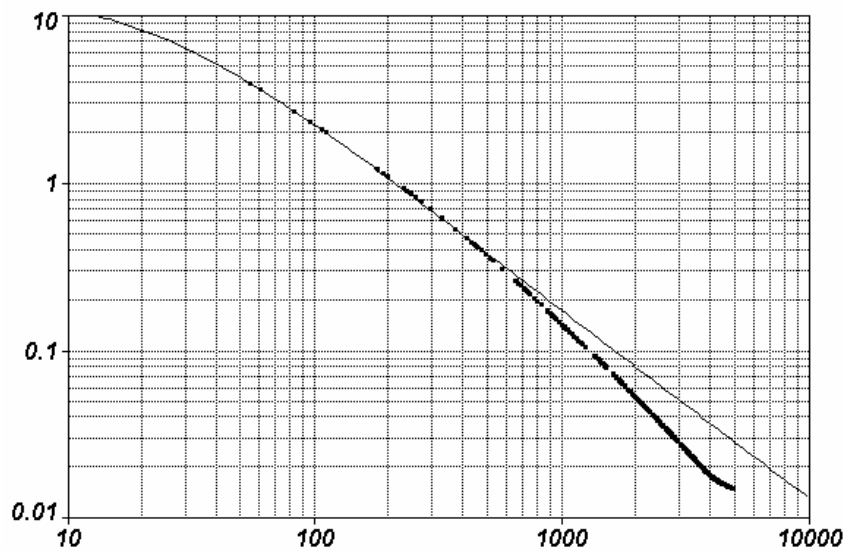


Figura 6.8: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [kV/kA] - $U_{máx} + 5000m$.

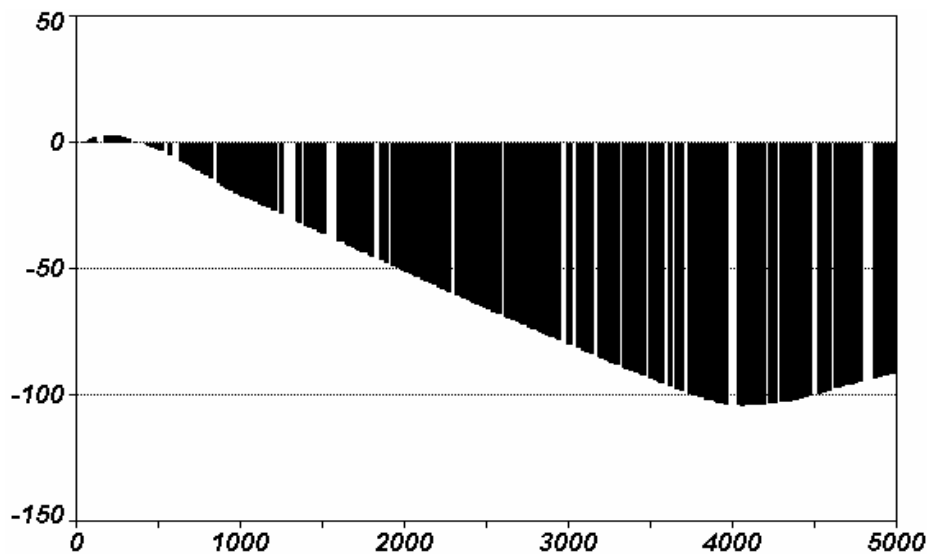


Figura 6.9: Ordenada – Distância D_2 – [metros], Abscissa - [Erro] para $U_{máx} + 5000m$.

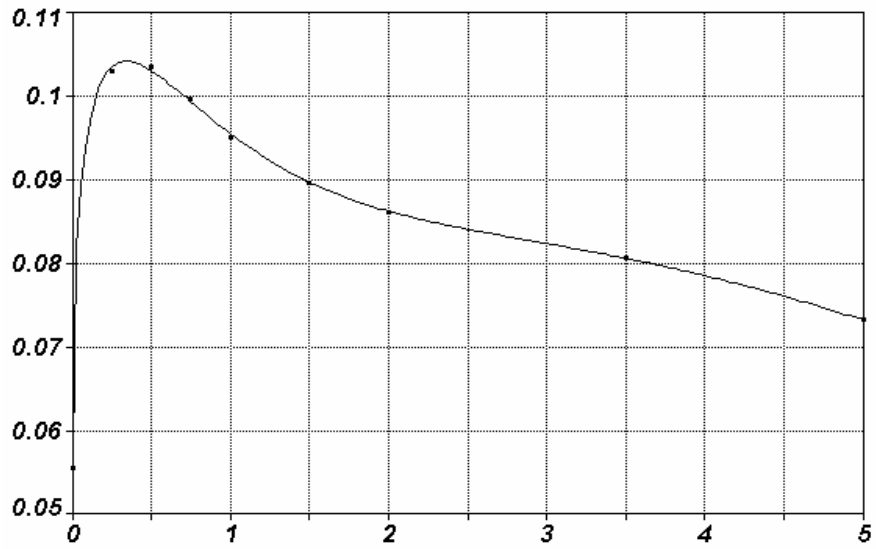


Figura 6.10 - Coeficiente "a" x Distância D_2 [km].

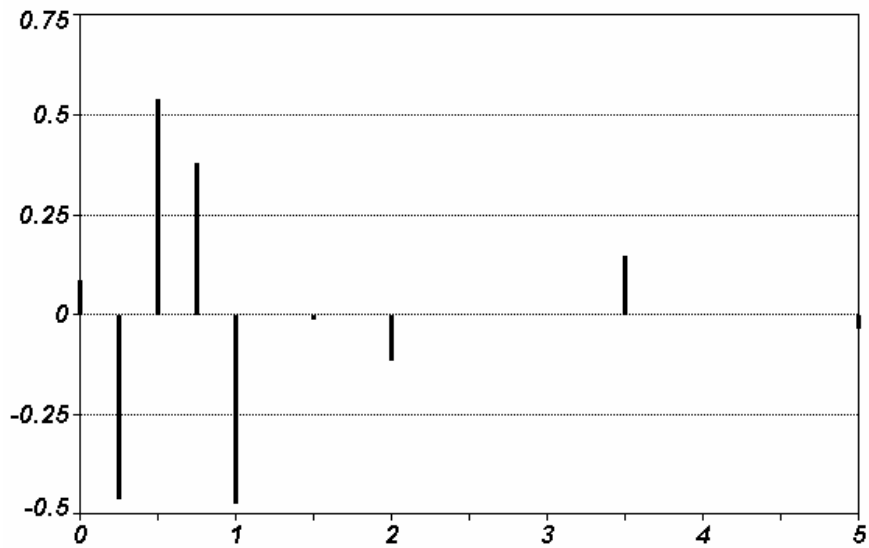


Figura 6.11 - Erro do Coeficiente "a" x Distância D_2 [km].

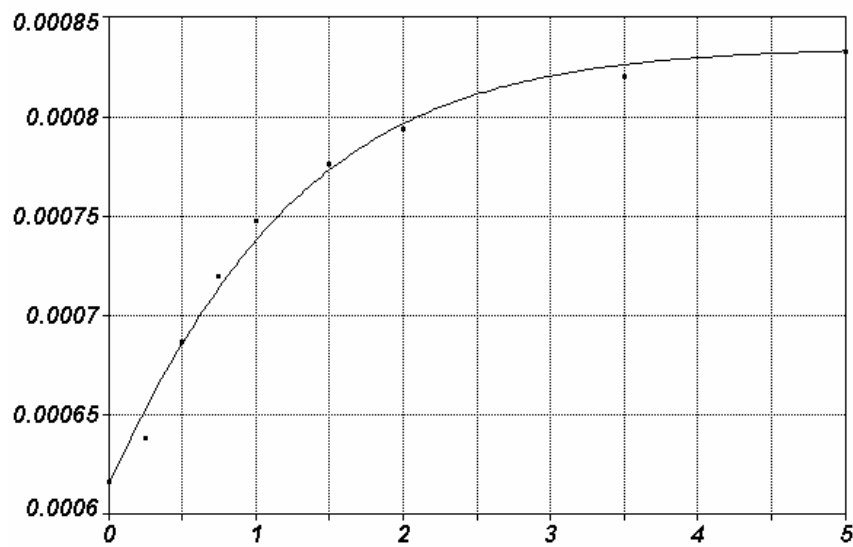


Figura 6.12 - Coeficiente "b" x Distância D_2 [km].

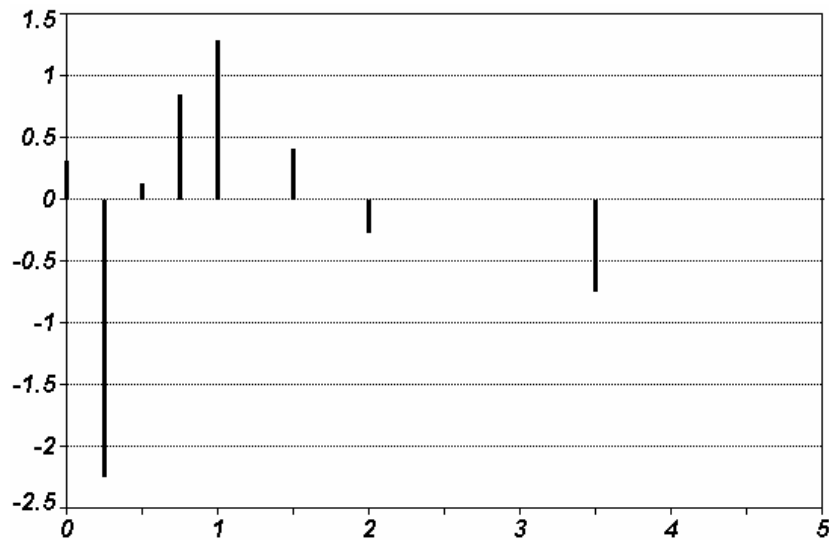


Figura 6.13 - Erro do Coeficiente "b" x Distância D_2 [km].

Com os dados mostrados na Tabela 6.1 e através do Software TABLECURVE foi possível determinar funções matemáticas que expressam os coeficientes a e b, conforme mostrado nas Figuras 6.10 a 6.13.

6.4 - COMENTÁRIOS

As Equações 6.3 e 6.4 compostas com a Equação 6.2 resultam em uma expressão geral que permite calcular a tensão induzida em qualquer ponto de uma linha de distribuição monofásica, conforme mostrado pelas equações 6.5 a 6.7. Nestas equações, os valores de D_1 e D_2 devem estar na forma de [km].

$$kV = \frac{kA}{a + bD_1 \ln D_1} \quad (6.5)$$

$$a = -0,1019076 - 0,052689553 D_2 + 6,3270105 \times 10^{-5} D_2^3 + 0,19206525 \sqrt{D_2} + 0,15720694 e^{-D_2} \quad (6.6)$$

$$b = \frac{1}{1198,3848 + 429,96577 e^{-D_2}} \quad (6.7)$$

Pode ser ainda que um processo de simulação que considere maiores amplitudes de correntes incidentes em pontos mais próximos à linha apresente valores de sobretensão de maior relevância para o presente estudo. No entanto, a inclusão da resistividade do solo pode ser mais significativa, conforme recentemente reportado. Este é um ponto polêmico e deve ser abordado com muito cuidado.

A inclusão da resistividade do solo implica em mudar o programa de simulação para uma versão mais elaborada.

6.5 - RESULTADOS PRELIMINARES DO PROGRAMA DE ANÁLISE ESTENDIDO

O Programa LIOV – Estendido foi desenvolvido para permitir a análise de simulações de *Monte Carlo* considerando um elevado número de descargas ao solo.

A modelagem utilizada nesse trabalho assume a geração de números aleatórios para o posicionamento D_1 e D_2 , e para os parâmetros das descargas atmosféricas. A área de impacto considerada é de 5 km^2 . Este valor está de acordo com o usualmente publicado na literatura internacional sobre o tema Surtos Induzidos.

O cálculo do número de descargas aplicadas ao solo parte do conhecimento do número real de descargas ao solo que varia de 3 à 10 descargas ao solo por km^2 por ano. Este número possui uma correlação com o *Número de Dias com Trovoadas por Ano, Índice Cerâmico*, ou seja, pode ser derivado com relativa precisão de um mapa que contenha esses dados.

Para uma condição de linha casada em ambos os terminais, linha infinita sem reflexões, o número de descargas ao solo pode alcançar valores elevados.

De um modo simplificado, o número de descargas ao solo necessário a uma *Modelagem pelo Método de Monte Carlo*, pode ser calculado pela Equação 6.8.

$$N_{D-S} = 2D_{LT}ND_SAF_I \quad (6.8)$$

Onde:

N_{D-S} – Número de Descargas ao Solo.

D_{LT} – Comprimento da Linha de Distribuição – [km].

ND_S – Número de Descargas ao Solo Real – Obtido do Índice Cerâmico.

AF_I – Área da Faixa de Incidência – [km^2].

No caso do estudo mostrado neste capítulo, para efeito de simulação, foi adotado o seguinte número de descargas ao solo.

$$D_{LT} = 100 \text{ – [km].}$$

$ND_S = 1$ – Descarga por km² por ano – Obtido do Índice Ceráunico.

$AF_I = 5$ – [km²].

Logo este trabalho considera:

$$N_{D-S} = 2 \times 100 \times 5 \times 1 = 1000$$

A característica estatística do processo assume então a simulação de 100 ciclos (ANOS) nos quais ocorrem 1000 descargas por ano. Isto implica em um total de 100.000 Descargas.

As descargas incidentes ao solo por ano podem ser agrupadas de dois modos distintos:

- Descargas Diretas – Falha Inquestionável do Isolamento da linha de distribuição;
- Descargas Induzidas – Falha do Isolamento dependente da tensão desenvolvida nas fases da linha de distribuição.

Os eventos são então agrupados em três classes:

- Falhas de Isolamento por descargas diretas;
- Falhas de Isolamento por descargas induzidas;
- Falhas totais de Isolamento, ou seja, a soma dos anteriores.

As descargas que atingem as fases das linhas de transmissão trabalham com modelos empíricos e a Tabela 6.2 mostra os parâmetros. Já a Equação 6.9 mostra a expressão empírica para a Distância de Atração entre fases e o ponto terminal da descarga.

Tabela 6.2 – Parâmetros Utilizados na Modelagem da Distância de Atração para o Cálculo do Número de Descargas Diretas

MODELO	K_1	K_2
<i>ARMSTRONG & WHITEHEAD</i>	6.7	0.80
<i>LOVE</i>	10	0.65
<i>TRANSMISSION & DISTRIBUTION</i>	9	0.5

$$R_{AT} = k_1 I^{k_2} \tag{6.9}$$

Onde:

R_{AT} - Raio de Atração [m];

k_1 & k_2 – Constantes Empíricas Tabela 6.2;

I – Amplitude da Corrente de Descarga [kA].

A Equação 6.10 fornece a Distância de Atração entre as Fases e o Step Leader, ou seja, qualquer coordenada D_1 inferior a este valor implica em queda direta ao condutor de fase e, por conseguinte, desligamento.

$$D_{AT} = \sqrt{2hk_1I^{k_2} - h} \quad (6.10)$$

Onde:

D_{AT} – Distância de Atração [m];

k_1 & k_2 – Constantes Empíricas Tabela 6.2;

I – Amplitude da Corrente de Descarga [kA];

h – Altura Média da Fase em Relação ao Solo [m].

As tensões induzidas trafegam pelas linhas de distribuição até atingirem seus terminais e no presente caso foi considerado uma simplificação que leva em conta a ausência de atenuação por corona, bem como um número de distâncias de isolamento (Espaçamentos em ar devido aos Isoladores) da ordem de 300. Isto praticamente implica em considerar que uma vez atingida a suportabilidade mínima da linha, por indução, a falha dielétrica ocorre de modo inquestionável.

A suportabilidade dielétrica mínima assumida para a linha sob estudo, que deve ser objeto de avaliação laboratorial, é calculada segundo a Equação 6.11.

$$U_0 = 1.2U_{50\%} - 4\sigma \quad (6.11)$$

Onde:

U_0 – Tensão Suportável Mínima [kV].

$U_{50\%}$ – Tensão Disruptiva Crítica [kV]

σ – Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica [kV].

A *Tensão Disruptiva Crítica* pode ser calculada com base no *Nível Básico de Isolamento* declarado para a linha, conforme mostrado na Equação 6.12. No caso de tensões induzidas, é necessário considerar a suportabilidade frente a impulsos positivos.

$$U_{50\%} = \frac{1}{1 - 1.29 * \sigma} U_{10\%} \quad (6.12)$$

Onde:

$U_{10\%}$ – Nível Básico de Isolamento [kV];

σ – Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica [p.u.].

Assumindo os valores tradicionais para o Nível Básico de Isolamento e para o Desvio Padrão da Tensão Disruptiva Crítica segundo a Equação 6.12, obtém-se:

$U_{10\%}$ = Nível Básico de Isolamento = 150 [kV];

σ = Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica = 0.03 [p.u.];

$$U_{50\%} = \frac{150}{1 - 1.29 * 0.03} = 156 [kV] \quad (6.13)$$

No entanto, ao considerar a existência de “n” espaçamentos em paralelo é necessário utilizar a Equação 6.14.

$$U_{50\%} = U_{10\%}(1 + 4 * \sigma) \quad (6.14)$$

Onde:

$U_{10\%}$ – Nível Básico de Isolamento [kV];

σ – Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica [p.u.].

Logo, ao se assumir os valores tradicionais para o Nível Básico de Isolamento e para o Desvio Padrão da Tensão Disruptiva Crítica segundo a Equação 6.14, obtém-se:

$U_{10\%}$ = Nível Básico de Isolamento = 150 [kV].

σ = Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica = 0.03 [p.u.].

$$U_{50\%} = 150(1 + 4 * 0.03) = 168 [kV] \quad (6.15)$$

No presente programa, assumiu-se o valor de Tensão Disruptiva Crítica de um Isolador Santana – PI-43272.

$U_{50\%}$ = Tensão Disruptiva Crítica = 175 [kV].

σ = Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica = 0.03 [p.u.].

Deste modo, a suportabilidade da linha segundo a Equação 6.11 modificada é dada por:

$$U_0 = U_{50\%}(1,2 - 4 * 0.03) \approx 190 [kV] \quad (6.16)$$

As Figuras 6.14 a 6.22 mostram os resultados no primeiro ciclo de resultados de 100 anos e 1000 descargas, que correspondem a 1 descarga por km² por ano, para 100 km de linha. A Dependência Estatística assumida é segundo Weibull Simétrica, conforme mostrado na Equação 6.17.

$$p_I = 0.5 \left\{ 1 - \frac{N - N_{50\%}}{4 * \sigma} \right\}^{4.8137} \quad (6.17)$$

Onde:

p_I – Probabilidade do valor da variável ser inferior a N;

$N_{50\%}$ – Valor Crítico do Número de Falhas de Isolamento da Linha de Distribuição;

σ – Desvio Padrão do Número de Falhas de Isolamento da Linha de Distribuição.

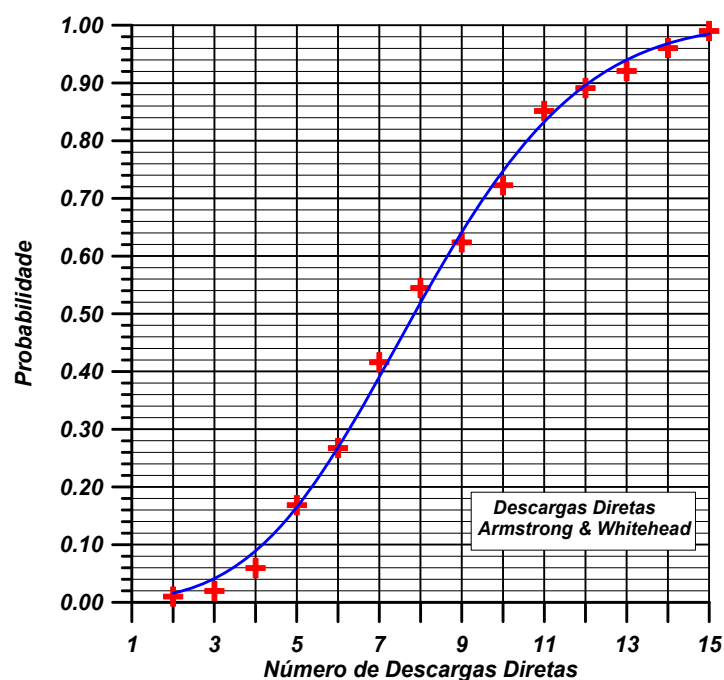


Figura 6.14 - Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.

A Figura 6.14 e demais devem ser interpretadas da seguinte forma:

- 10% das Falhas de Isolamento por Descargas Diretas são Inferiores a 4 por ano;
- 50% das Falhas de Isolamento por Descargas Diretas são Inferiores a 8 por ano (Número Crítico de Falhas por Descargas Diretas);
- 90% das Falhas de Isolamento por Descargas Diretas são Inferiores a 12 por ano.

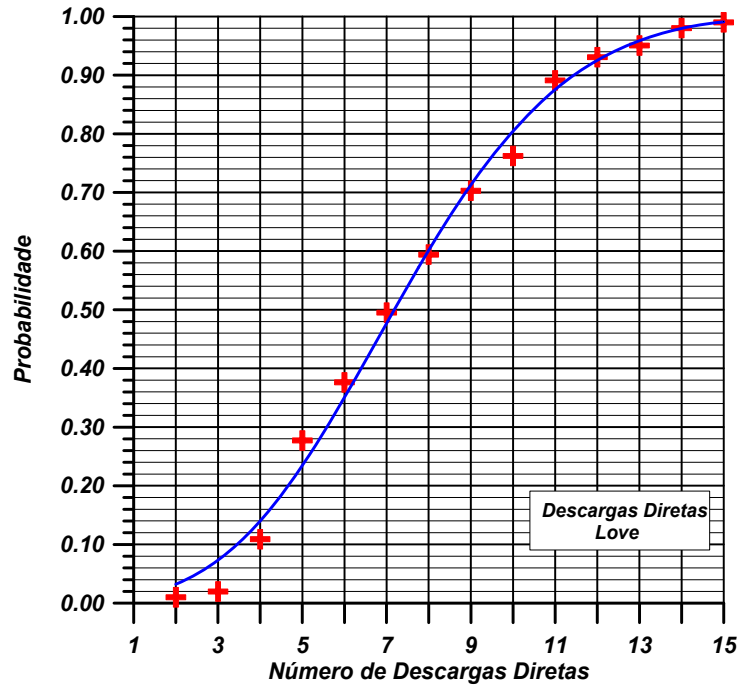


Figura 6.15 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.

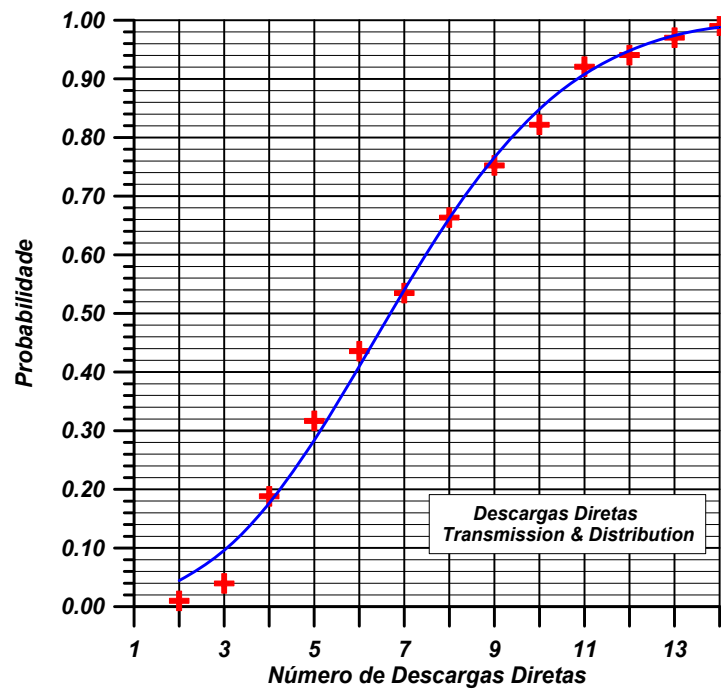


Figura 6.16 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.

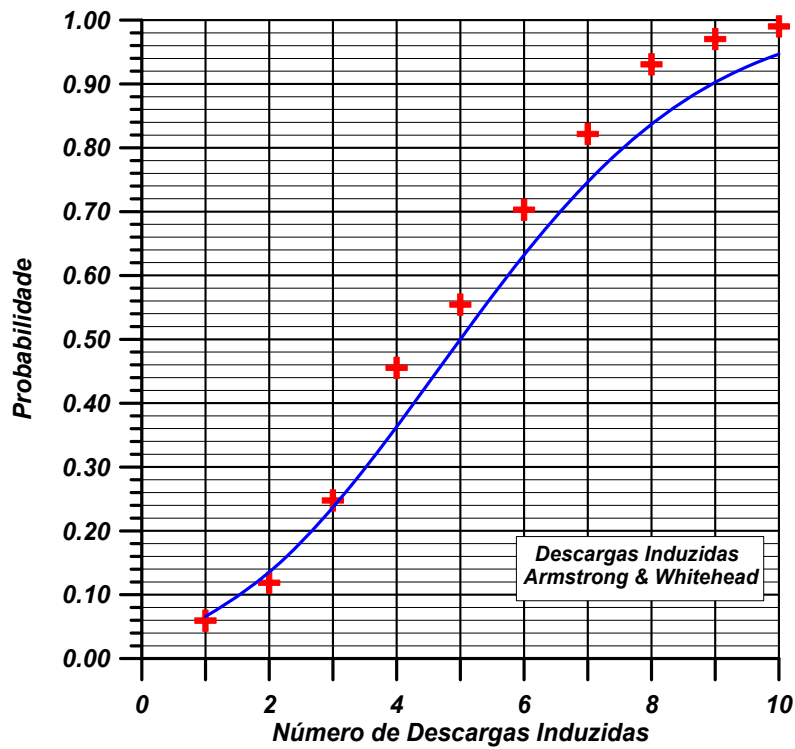


Figura 6.17 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.,

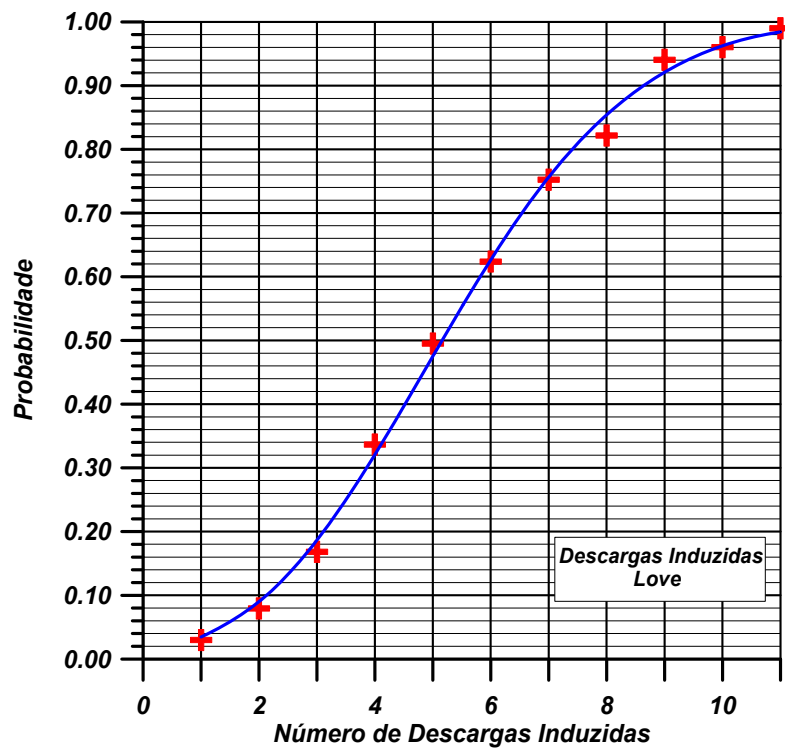


Figura 6.18 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.

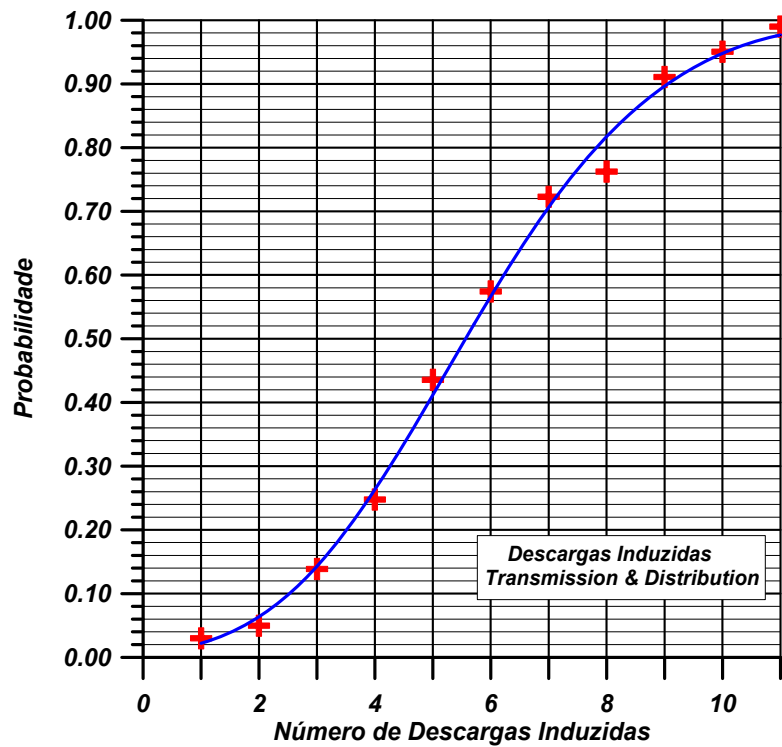


Figura 6.19 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.

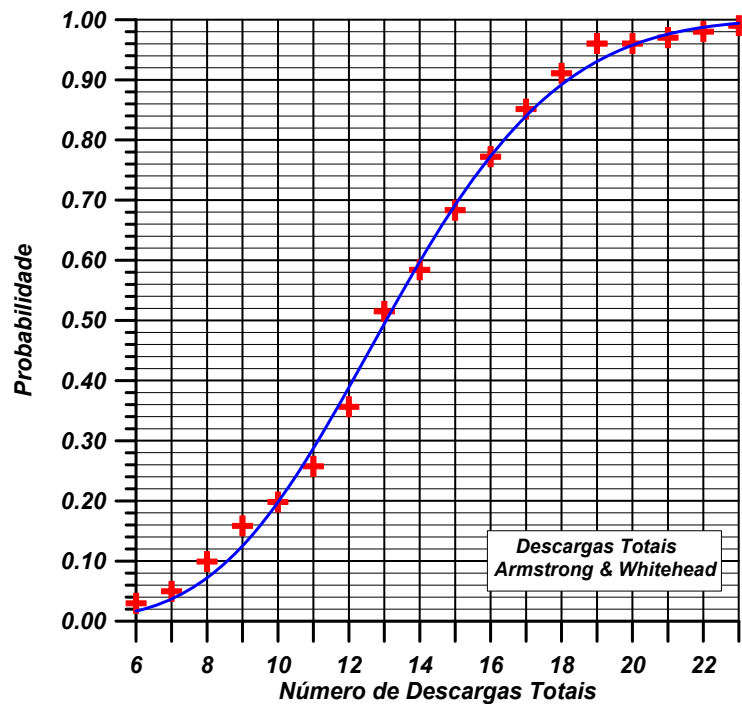


Figura 6.20 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.

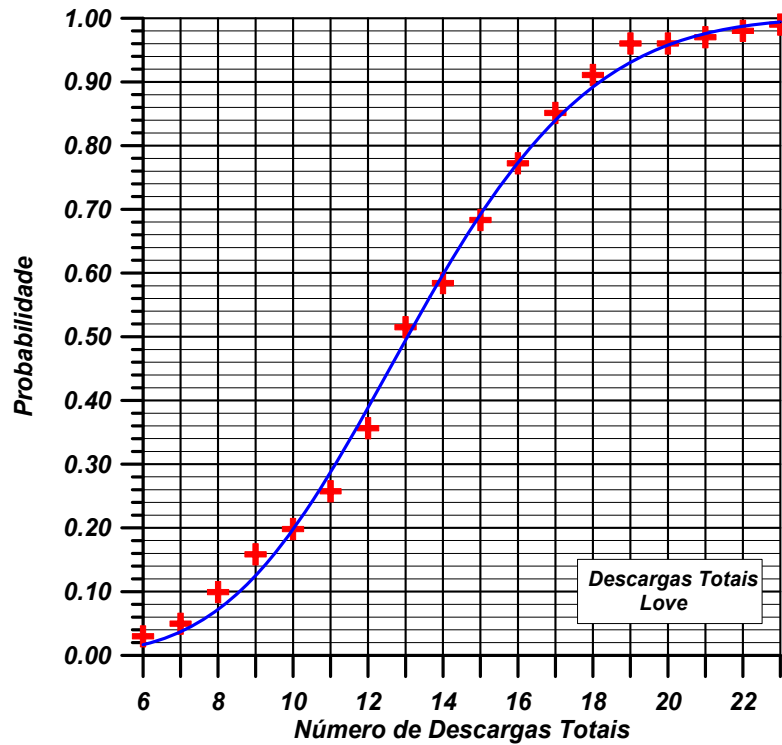


Figura 6.21 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.

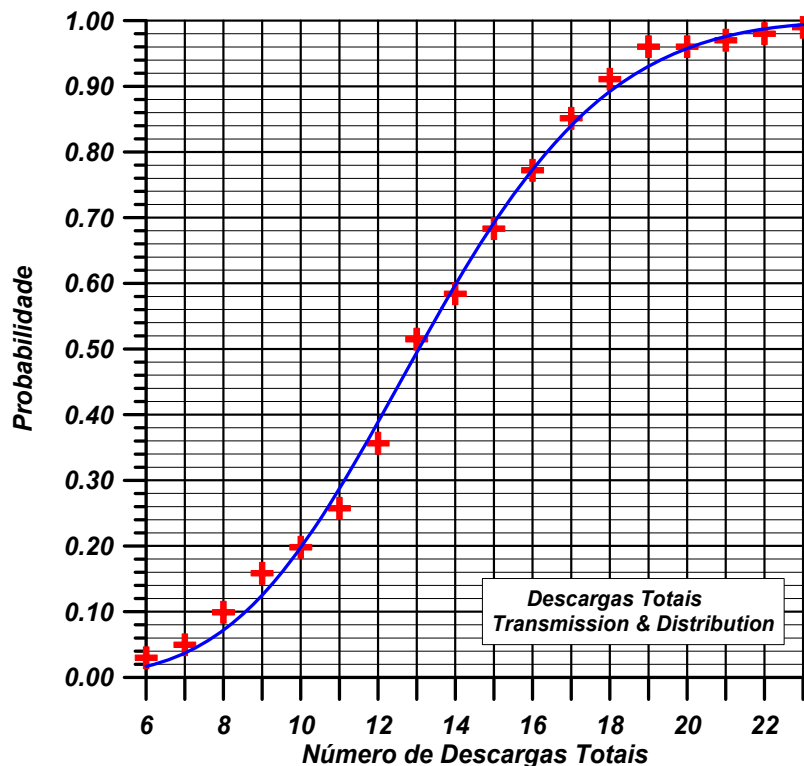


Figura 6.22 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.

A Tabela 6.3 mostra um resumo geral dos resultados listados nas Figuras 6.14 a 6.22.

Tabela 6.3 – Resumo Geral dos Resultados sobre Falhas de Isolamento, conforme listado nas Figuras 6.14 a 6.22.

MODELO	ARMSTRONG & WHITEHEAD				
	N50%	σ	0.1 p.u.	0.5 p.u	0.9 p.u
DIRETAS	7.8842	2.8395	4.10	7.88	12.00
INDUZIDAS	4.5577	2.2251	1.60	4.55	7.78
TOTAIS	13.0877	3.4514	8.50	13.08	18.09
MODELO	LOVE				
	N50%	σ	0.1 p.u.	0.5 p.u	0.9 p.u
DIRETAS	7.2165	2.8719	3.40	7.22	11.38
INDUZIDAS	5.1852	2.3385	2.08	5.18	8.58
TOTAIS	13.0877	3.4514	8.50	13.08	18.09
MODELO	TRANSMISSION & DISTRIBUTION				
	N50%	σ	0.1 p.u.	0.5 p.u	0.9 p.u
DIRETAS	6.7206	2.8000	3.00	6.72	10.80
INDUZIDAS	5.2959	2.3458	2.47	5.30	9.00
TOTAIS	12.9806	3.4546	8.39	13.08	17.99

Conforme mostram os Totais da Tabela 6.3 os resultados independem dos dados de *Distância de Atração*, pelo menos com relação aos dados adotados. No entanto, a importância das descargas induzidas em relação às diretas é variável, oscilando entre 57.8% (33.0%) – modelo Whitehead & Armstrong a 78.9% (40.5%) – Modelo *Transmission & Distribution* (O valor entre parêntesis se refere à porcentagem sobre o número total de falhas de isolamento).

Os resultados acima podem ser agrupados de maneira a fornecer uma curva que relaciona a *Tensão Disruptiva Crítica - CFO* de uma linha de distribuição e o seu *desempenho médio operativo*, conforme mostra a Figura 6.23.

A Figura 6.23 permite calcular o desempenho médio de uma linha de distribuição em média tensão em função do valor de sua *Tensão Disruptiva Crítica - CFO* em [kV], comprimento em [km] e número de descargas ao solo por km² por ano, conforme mostrado pela Equação 6.18.

$$N_F = N_{F-100} N_{D-Solo} \frac{L_{LD}}{100} \quad (6.18)$$

Onde:

N_F – Número Médio Total de Falhas por Ano;

N_{F-100} – Número Médio Total de Falhas por Ano Padrão – Figura 6.23;

N_{D-Solo} – Número de Descargas por km² por ano;

L_{LD} – Comprimento da Linha de Distribuição [km].

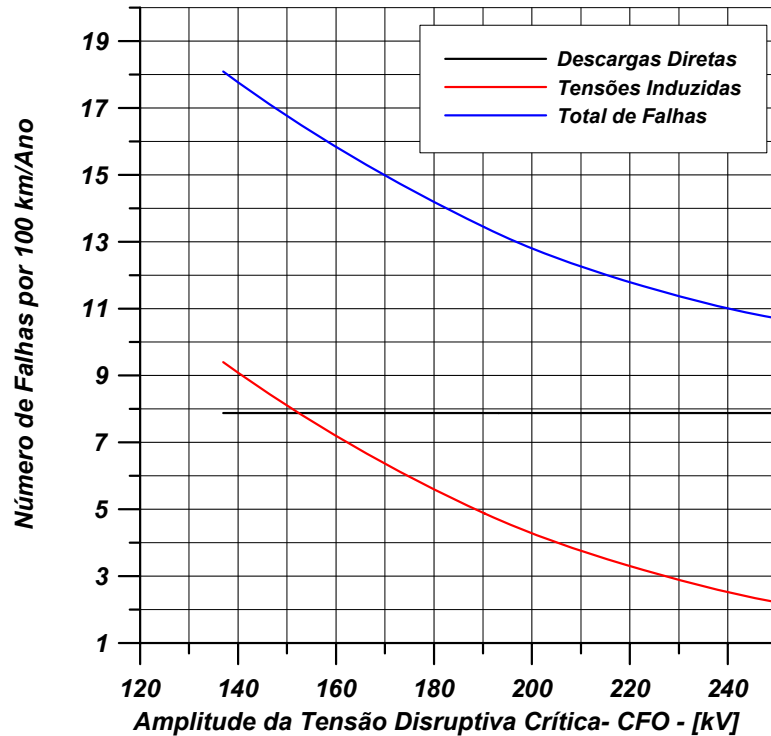


Figura 6.23 – Número de Falhas por 100 km por Ano para a Condição de 1 Descarga por km² por Ano em Função da Tensão Disruptiva Crítica da Linha – CFO [kV]

Deste modo, para:

- Tensão Disruptiva Crítica – CFO = 180 kV – Figura 6.23 → 14 Falhas /100 km / ano;
- Número de Descargas por km² por ano = 4 Descargas;
- Comprimento da Linha de Distribuição = 45 [km].

$$N_F = 14 \times 4 \times \frac{45}{100} = 25,2 \quad \text{Falhas Médias por Ano}$$

CAPÍTULO 7 – PROGRAMA LIOV EFEI – ATP

7.1 - PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (PROGRAMA LIOV EFEI)

7.1.1 MODELO UTILIZADO NA SIMULAÇÃO DE DESCARGAS

Para a primeira etapa do estudo, ou seja, cálculo das tensões máximas induzidas, pelo *Programa LIOV EFEI*, considera-se um circuito equivalente retilíneo, de comprimento igual à soma total dos comprimentos do tronco e de todos os ramos do circuito em estudo. As estruturas elevadas consideradas, tais como prédios e torres, são numeradas e posicionadas por duas coordenadas: posição ao longo da linha retilínea equivalente e a distância corresponde ao afastamento da linha. O solo é considerado sem perdas.

7.1.2 PRIMEIRA ANÁLISE DA PLANTA DO CIRCUITO

Os valores das coordenadas das estruturas elevadas (torres, prédios, etc.) devem ser obtidos durante uma primeira leitura da planta do circuito em estudo.

Também durante a primeira leitura da planta do circuito em estudo, devem ser obtidas as posições, ao longo da linha retilínea equivalente, dos transformadores (ou equipamentos protegidos por pára-raios) e das chaves e postes terminais de linha desprotegidos por pára-raios. Estes valores são usados para o cálculo dos índices de falha, após a definição dos pontos de instalação de novos pára-raios.

7.1.3 GERAÇÃO ALEATÓRIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

O *Programa LIOV EFEI* gera aleatoriamente um conjunto de descargas anual proporcional à densidade de descargas atmosféricas ao solo da região onde se localiza o circuito e a uma área de 5 km de afastamento para cada lado da linha, considerando o modelo

do circuito conforme descrito em 7.1.1.

A cada corrente de descarga, são gerados aleatoriamente parâmetros de forma, amplitude máxima, posição ao longo da linha e afastamento com relação à linha no modelo. Esta geração aleatória de valores segue o *Método de Monte Carlo* de acordo com as distribuições estatísticas definidas em [30].

7.1.4 CÁLCULO DOS RAIOS DE ATRATIVIDADE DAS ESTRUTURAS ELEVADAS E REDEFINIÇÃO DOS PONTOS DE IMPACTO DAS DESCARGAS

Para cada uma das estruturas elevadas (torres, prédios, etc.), o software calcula o raio de atração segundo três modelos conhecidos: *Armstrong & Whitehead*, *Love* e *Transmission & Distribution*. Se o ponto de impacto de uma determinada descarga se encontra dentro do raio de atração de alguma estrutura cadastrada, seu novo ponto de impacto é a posição desta estrutura. Caso a descarga se encontre dentro de dois raios de atração, considera-se que ela atinge a estrutura mais próxima.

7.1.5 CÁLCULO DA TENSÃO INDUZIDA NA LINHA

Definidos os pontos de impacto das descargas, são calculados os picos de tensão induzida por cada descarga e sua posição ao longo da linha. Este cálculo é feito através da equação simplificada desenvolvida no *Laboratório de Alta tensão – EFEI*, mostrada abaixo:

$$U_i = \frac{I_p}{\frac{1}{4.282 + 15.511e^{-T_F}} + \left[2422.079 - 516.694 \ln T_F - \frac{376.122}{T_F} \right] D_1 \ln D_1} \quad (7.1)$$

Onde:

U_i – Tensão Induzida Obtida;

I_p – Pico de Corrente da Descarga Responsável pela Tensão Induzida;

D_1 – Afastamento do Ponto de Impacto com relação à Linha;

T_F – Tempo de Frente da Onda de Corrente.

7.1.6 CONSTRUÇÃO DO HISTOGRAMA QUE RELACIONA AS FALHAS E AS ESTRUTURAS ELEVADAS

A partir dos valores de todas as tensões induzidas geradas, são registradas as tensões cujas amplitudes máximas causariam falha no circuito, isto é, amplitudes superiores ao valor de tensão disruptiva crítica (CFO) média do circuito.

Neste ponto, é construído um histograma de ocorrências de falhas causadas por tensões induzidas, de acordo com suas posições ao longo da linha, e também com as posições das estruturas elevadas (torres, prédios, etc.), segundo o modelo descrito em 7.1.1. Cada

intervalo do histograma representa um trecho do circuito modelado.

O número de intervalos do histograma é dado pela Equação 7.2, mostrada abaixo:

$$N = 15 \times \log(k) \quad (\text{valor arredondado}) \quad (7.2)$$

Onde:

k - número total de tensões induzidas geradas pelo programa

N - número de intervalos obtido para o histograma.

Por exemplo, um circuito de comprimento igual a 1000 metros e cujo número de intervalos do histograma resultou em 50, seria dividido em 50 trechos de 20 metros cada, para análise de número de falhas.

7.1.7 DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS CRÍTICOS E FONTES

Para definição dos *Intervalos Críticos*, calcula-se o número médio de ocorrência de falhas causadas por tensões induzidas por intervalo do histograma, e são determinados os intervalos que contêm estruturas elevadas e que apresentam número de ocorrência de falhas acima da média de ocorrências de falhas calculada por intervalo. Estes intervalos são denominados *Intervalos Críticos*.

Cada estrutura elevada – torres, prédios, etc. dentro de um *Intervalo Crítico* representa um ponto para os estudos de transitórios eletromagnéticos com o *Programa ATP*.

7.1.8 DADOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS

Para as simulações de transitórios eletromagnéticos são levados em conta os seguintes parâmetros, para cada *Intervalo Crítico*:

- *Estruturas elevadas (torres, prédios, etc.) no intervalo;*
- *Média de tensão das falhas ocorridas no intervalo;*
- *Afastamento do número de falhas do intervalo em relação à média de falhas geral (número de desvios padrão);*
- *Percentual do número de tensões induzidas no intervalo que incorreram em falha.*

Estes dados podem ser visualizados no programa através do botão “*Resultados da Simulação*”, e então “*Dados das Fontes*” (vide 7.4.4).

7.2 - SIMULAÇÃO DE TRANSITÓRIO ELETROMAGNÉTICO (PROGRAMA ATP)

7.2.1 MODELO UTILIZADO NAS SIMULAÇÕES DIGITAIS DAS TENSÕES INDUZIDAS – PROGRAMA ATP

O modelo utilizado nas simulações de transitório eletromagnético pelo programa

ATP (Alternative Transients Program) contempla a forma real da linha, modelada monofasicamente. O espaçamento entre os postes considerado é de 35 metros, com uma impedância de 450 [Ω] entre eles.

São utilizados os seguintes valores de capacitâncias para os isoladores dos postes:

- Tipo bastão – pilar - bastão (poste de ancoragem) – 30 [pF]
- Tipo Pilar (poste de sustentação) – 10 [pF]
- Tipo pilar (poste de derivação) – 70 [pF]
- Bastão (poste terminal) – 10 [pF]

Os pára-raios são modelados de acordo com as Figuras 7.1 e 7.2.

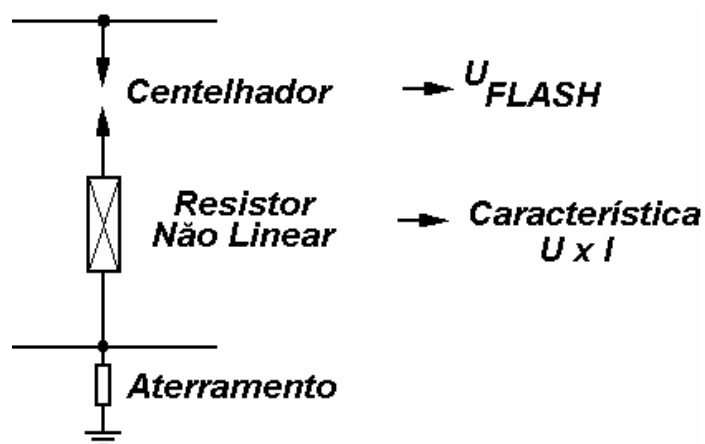


Figura 7.1 - Modelo de Pára-raios Utilizado na Simulação de Transitório Eletromagnético

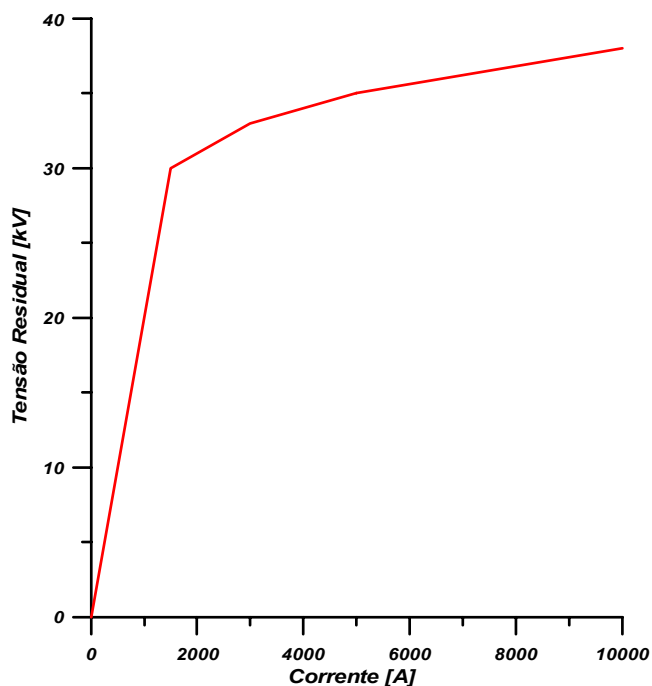


Figura 7.2 - Característica Tensão/ Corrente Utilizada para os Pára-raios

7.2.2 SEGUNDA ANÁLISE DA PLANTA DO CIRCUITO

Esta análise leva em consideração as posições dos postes e dos pára-raios existentes no circuito.

7.2.3 NOMENCLATURA DOS POSTES NO MODELO

A nomenclatura dos postes na segunda análise da planta do circuito em estudo, para simulação do transitório eletromagnético, deve ser feita da seguinte forma:

- Os postes do tronco são classificados de "A", e numerados de zero a novecentos e noventa e nove;
- Os postes do primeiro ramo são classificados de "B", e numerados de zero a novecentos e noventa e nove. Os postes do segundo ramo são classificados de "C", e numerados da mesma maneira. Os do vigésimo sétimo ramo são classificados de "AA", do vigésimo oitavo de "AB", e assim por diante;
- Os postes do primeiro ramo, dentro do primeiro ramo, chamado "B", são chamados de "BA", e numerados de zero a noventa e nove. (A posição dos dígitos é diferente do caso do vigésimo sétimo ramo, devido à numeração);
- Os postes de derivação são classificados como "PD", e numerados de zero a noventa e nove;
- O primeiro poste de derivação dentro do ramo ligado à primeira derivação ("PD01"), chama-se "PD01A", depois "PD01B", e assim por diante;
- Os postes terminais de linha são classificados de "PT". O poste terminal de linha do ramo ligado à derivação "PD01", chama-se "PT01". O poste terminal de linha do ramo ligado à derivação "PD01A", chama-se "PT01A".

As regras de nomenclatura ficam mais claras no exemplo mostrado na Figura 7.3.

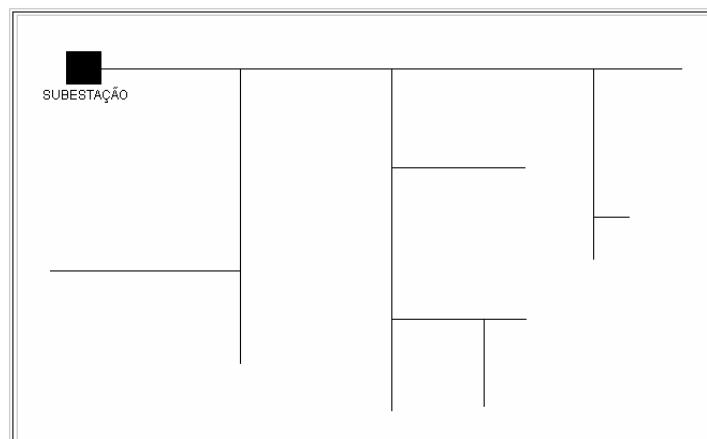


Figura 7.3 - Exemplo de Circuito de Distribuição (desprezando transformadores e chaves).

Após a medição, considerando-se o afastamento entre postes de 35 metros, os postes são posicionados e nomeados, como pode ser visto na Figura 7.4.

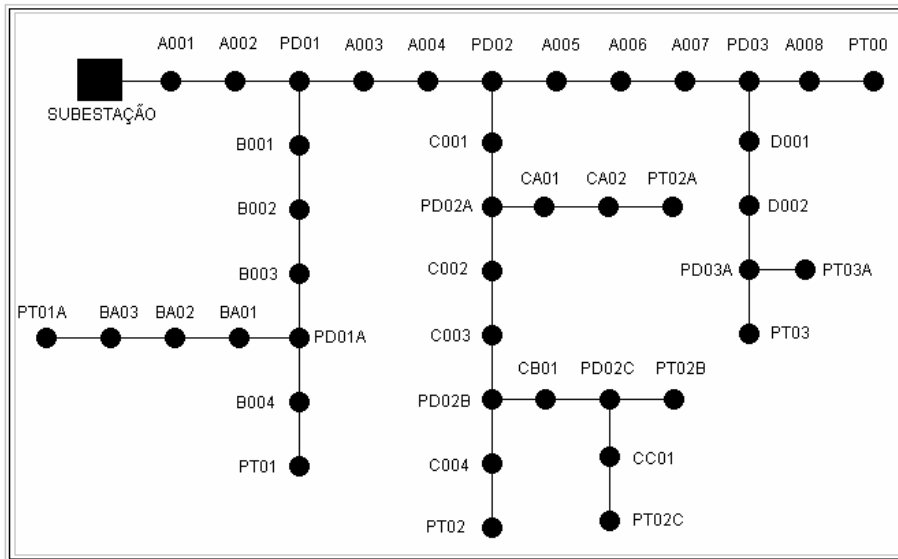


Figura 7.4 - Exemplo de Circuito de Distribuição (postes posicionados e nomeados).

A nomeação dos postes fica registrada em forma de tabelas, da forma mostrada abaixo na Figura 7.5 (apenas os postes de derivação precisam ser assinalados na planta para posterior identificação).

35 m 0.7 cm (Vide Escala da Planta)

Tronco			Ramais			Ramais			Ramais		
Postes	Prédios	Trafos	Postes	Prédios	Trafos	Postes	Prédios	Trafos	Postes	Prédios	Trafos
A 00 1			PD 01			PD 01 A					
A 00 2			B 00 1			B A0 1			B A0 1		
PD 01			B 00 2			B A0 2			B A0 2		
A 00 3			B 00 3			B A0 3			B A0 3		
A 00 4			PD 01 A			PT 01 A			PT 01 A		
PD 02			B 00 4								
A 00 5			PT 01								
A 00 6											
A 00 7											
PD 03			PD 02			PD 02 A			PD 02 A		
A 00 8			C 00 1			C A0 1			C A0 1		
PT 00			PD 02 A			C A0 2			C A0 2		
			C 00 2			PT 02 A			PT 02 A		
			C 00 3								
			PD 02 B			PD 02 B			PD 02 B		
			C 00 4			C B0 1			C C0 1		
			PT 02			PD 02 C			PT 02 C		
						PT 02 B			PT 02 C		
			PD 03			PD 03 A			PD 03 A		
			D 00 1			PT 03 A					
			D 00 2								
			PD 03 A								
			PT 03								

Figura 7.5 - Planilha de Excel com o Descritivo dos Postes do Circuito Exemplo.

A partir da tabela mostrada na Figura 7.5, é escrito o arquivo de entrada de dados do Programa ATP, que permite a simulação dos transitórios eletromagnéticos. A construção deste arquivo é explicada no Manual do Programa ATP.

Essa nomenclatura facilita a localização de pontos no circuito posteriormente à

simulação.

7.2.4 - SIMULAÇÃO DOS IMPULSOS ATMOSFÉRICOS INDUZIDOS – PROGRAMA ATP

A fonte de tensão impulsiva do *Programa ATP* utilizada é a fonte *Tipo 13*. A amplitude de tensão aplicada pela fonte deve ser o dobro da tensão média das falhas obtidas pelo *Programa LIOV EFEI* no intervalo crítico correspondente. A impedância da fonte deve ser igual à impedância equivalente do circuito.

As fontes de tensão que modelam a descarga são aplicadas ao poste mais próximo de cada uma das estruturas elevadas contidas nos intervalos críticos identificados.

7.2.5 DEFINIÇÃO DOS PONTOS DE INSTALAÇÃO DE PÁRA-RAIOS

Como resultados das simulações, são obtidos valores de tensão e corrente nos pontos de aplicação do surto, e localizados os pontos onde o surto incorreu em falha de isolamento,, sendo considerado nestes casos os locais aonde a tensão atingiu nível superior à tensão disruptiva crítica - CFO. A partir da análise destes dados, é avaliada a instalação de pára-raios nestes pontos.

7.2.6 POSIÇÃO DOS PÁRA-RAIOS INSTALADOS AO LONGO DA LINHA

A posição de um determinado pára-raios instalado é a posição da estrutura elevada – torres, prédios, etc. mais próxima do ponto identificado. Trata-se da coordenada da estrutura correspondente ao longo da linha equivalente retilínea.

7.3 - ÍNDICES DE DESEMPENHO DO CIRCUITO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

7.3.1 PARÂMETROS UTILIZADOS NOS CÁLCULOS DOS ÍNDICES

Para o cálculo dos índices de desempenho, o *Programa LIOV EFEI* utiliza os seguintes parâmetros:

- *Posições das falhas registradas ao longo da linha;*
- *Posições dos pára-raios já existentes na topologia do circuito;*
- *Posições das chaves e postes terminais de linha já existentes na topologia do circuito, que não são protegidas por pára-raios;*
- *Posições de instalação dos novos pára-raios na linha.*

7.3.2 CÁLCULO DOS ÍNDICES DE DESEMPENHO DO CIRCUITO

O cálculo dos índices de desempenho do circuito em estudo é realizado da seguinte forma:

I- Considera-se que o circuito está protegido contra qualquer falha ocorrida a 35 metros antes e a 35 metros depois de qualquer pára-raios já existente na topologia do circuito.

II- O número de falhas restantes dividido pelo comprimento considerado e pelo número de anos de estudo resulta na estimativa do número de falhas por quilometro por ano atual do circuito (*[falhas/ km.ano]*).

III- Considera-se então que o circuito está protegido contra qualquer falha ocorrida a 35 metros antes e a 35 metros depois de qualquer pára-raios que seja instalado no circuito. A instalação é prevista para chaves e pontos afetados por estruturas elevadas (torres, prédios, etc.), bem como para os postes terminais de linha. Neste último caso, considera-se que apenas os 35 metros antes do terminal de linha estão protegidos contra as falhas.

IV O novo número de falhas restantes dividido pelo comprimento considerado e pelo número de anos de estudo resulta na estimativa do número de falhas por quilometro por ano esperado para o circuito após a instalação dos novos pára-raios (*[falhas/ km.ano]*).

V- O percentual que a diferença entre o índice atual e esperado representa sobre o índice atual é o percentual de melhoria de desempenho esperado para o circuito frente a impulsos induzidos por descargas atmosféricas.

7.4 - DADOS DE ENTRADA E RESULTADOS (PROGRAMA LIOV EFEI)

7.4.1 TELA PRINCIPAL

1 - Identificação do Circuito: Nome

2 - Suportabilidade e Comprimento: CFO 120 [kV]

3 - Desvio Padrão de CFO 3 [kV]

4 - Comprimento da Circuito (Ex) 1000 [m]

5 - Densidade de descargas e Período Considerado: Número de Anos de Estudo 1 [anos]

6 - Densidade de Descargas (Ng) 1 [Descargas/Ano.Km2]

7 - Número de descargas/ ano geradas: 0

8 - Prédios: Considerar Prédios (checkbox selecionado), Coordenadas

9 - Número de prédios: 0

10 - Simulação: Checar Parâmetros, Simular

11 - Resultados: Visualizar Resultados

12 - Fechar

Figura 7.6 - Tela Principal

- 1- Nome do circuito a ser estudado.
- 2- Tensão disruptiva crítica média do circuito, obtida por meio de ensaios em estruturas variadas feitos em laboratório.
- 3- Desvio padrão relacionado aos ensaios citados acima.
- 4- Comprimento do circuito no modelo retilíneo
- 5- Número de anos de estudo. Quanto maior o número de anos, maior a quantidade de descargas geradas para estudo. Cerca de 100 anos são suficientes para bons resultados.
- 6- Densidade de descargas da região onde se localiza o circuito a ser estudado.
- 7- Vide 7.1.3
- 8- Abre tela para registro das coordenadas dos prédios.
- 9- Confere se os parâmetros de entrada estão coerentes e dentro dos limites.
- 10- Executa a simulação de descargas atmosféricas.
- 11- Mostra os resultados da simulação.
- 12- FECHA O PROGRAMA.

7.4.2 TELA DE REGISTRO DAS COORDENADAS DOS PRÉDIOS

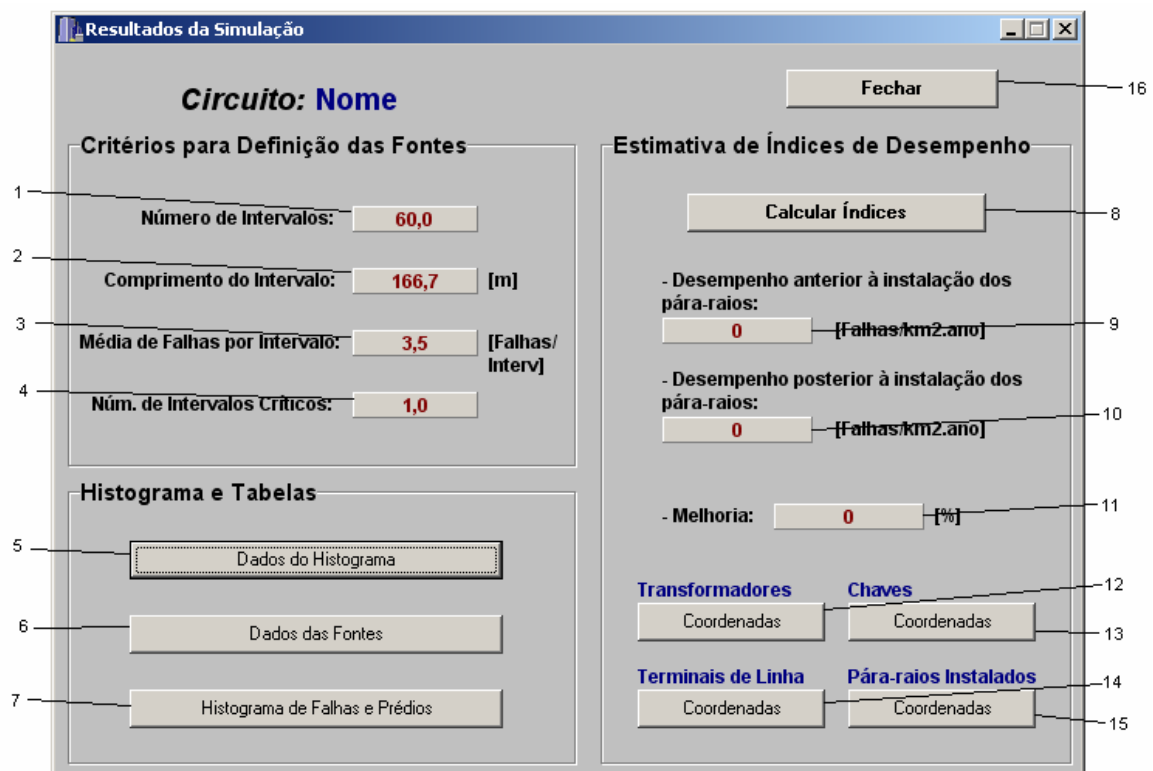


Figura 7.7 - Tela de Resultados da Simulação

- 1- Número de intervalos do histograma.
- 2- Comprimento do intervalo.
- 3- Média de falhas por intervalo.
- 4- Número de intervalos críticos.

- 5- Mostra uma tabela com os dados do histograma.
 - 6- Mostra uma tabela com os dados das fontes.
 - 7- Mostra o histograma de falhas e prédios.
 - 8- Calcula os índices estimados de desempenho do circuito.
 - 9- Vide 7.3.2.
 - 10- Vide 7.3.2.
 - 11- Vide 7.3.2.
 - 12- Abre tela para registro das coordenadas dos transformadores (*).
 - 13- Abre tela para registro das coordenadas das chaves (Vide 7.1.2) (*).
 - 14- Abre tela para registro das coordenadas dos postes terminais de linha (*).
 - 15- Abre tela para registro das coordenadas dos novos pára-raios (*).
 - 16- Fecha a tela de resultados da simulação.
- (*) Todas as coordenadas são em relação ao modelo equivalente descrito em 7.1.1.

7.4.3 TABELA DOS DADOS DO HISTOGRAMA

N Interv	MSup Interv	Desc. Ind	Falhas	Prédios
1	-4832	252	0	0
2	-4666	256	0	0
3	-4499	231	0	0
4	-4332	264	0	0
5	-4166	198	12	0
6	-3999	306	6	0
7	-3832	216	0	0
8	-3666	228	0	0
9	-3499	204	9	0
10	-3332	294	0	0
11	-3166	240	3	0
12	-2999	279	6	0
13	-2832	324	0	0
14	-2666	303	0	0
15	-2499	291	6	0
16	-2332	237	6	0
17	-2166	213	3	0
18	-1999	207	0	0
19	-1832	183	0	0
20	-1666	219	0	0

Figura 7.8 - Tela dos Dados do Histograma

- 1- Número do intervalo.

- 2- Margem superior do intervalo: é o valor de coordenada x que representa o topo do intervalo. Cada intervalo representa um trecho da linha modelada.
- 3- Número de ocorrências de descargas indiretas na linha dentro do trecho delimitado pelo intervalo, ou seja, descargas que não atingiram a linha, mas provocaram uma tensão induzida.
- 4- Número de tensões induzidas na linha com valor superior ao CFO, ou seja, tensões que incorreram em falha no trecho delimitado pelo intervalo.
- 5- Número de estruturas elevadas (torres, prédios, etc.) presentes no trecho delimitado pelo intervalo.
- 6- Fecha a tela.

7.4.4 TELA DE DADOS DAS FONTES

Dados das Fontes

Circuito: Nome

Fechar

Núm. Fonte	Núm. Interv.	Núm. falhas	Núm. Prédio	Desv. Padrão	U [kV]	Falhas [%]
1	30	12	5	1,95	779	6,38

Figura 7.9 - Tela de Dados das Fontes

- 1- Número da Fonte.
- 2- Número do intervalo correspondente no histograma.
- 3- Número de falhas no intervalo correspondente no histograma.
- 4- Número do prédio mais alto presente no intervalo correspondente no histograma.

- 5- *Afastamento do número de falhas no intervalo correspondente com relação á média de falhas por intervalo do histograma.*
- 6- *Tensão média das falhas ocorridas no intervalo correspondente do histograma.*
- 7- *Percentual de tensões induzidas no circuito no intervalo correspondente que incorreram em falha de isolamento.*
- 8- *Fecha a tela.*

CAPÍTULO 8 - EXEMPLO DE ESTUDO DE CASO: CIRCUITO IVI-102 – AES-ELETROPAULO

8.1 - PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

8.1.1 PRIMEIRA ANÁLISE DA PLANTA DO CIRCUITO

Neste capítulo, é mostrado um exemplo da aplicação do método de análise de melhoria do desempenho de circuitos de distribuição frente a descargas atmosféricas aplicado juntamente com o *Programa LIOV – EFEI*, conforme descrito no capítulo anterior. O circuito de distribuição analisado é o *IVI – 102* circuito de responsabilidade da *AES – ELETROPAULO*.

Podem ser vistas na Tabela 1 os dados do circuito obtidos da primeira leitura da planta bem como os parâmetros considerados com relação ao comportamento atmosférico e suportabilidade da linha.

Tabela 8.1 – Características do Circuito IVI-102.

TENSÃO – 13200 V
DENSIDADE CONSIDERADA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – 8 DESCARGAS/ ANO km²
NÍVEL DE SUPORTABILIDADE ABSOLUTO (U₀) – 120 [kV]
COMPRIMENTO TOTAL – 61285 m
NÚMERO DE POSTES – 783
NÚMERO DE TRANSFORMADORES – 331
NÚMERO DE ESTRUTURAS ELEVADAS – 38

A densidade de descargas atmosféricas considerada, *8 descargas/ ano km²*, é considerada um número elevado, sendo que este valor foi assumido com intuito de se

considerar o comportamento do circuito frente a uma situação agressiva, de pior caso.

O nível de suportabilidade absoluto foi obtido de ensaios executados em estruturas fornecidas pela AES – ELETROPAULO no Laboratório de Alta Tensão da EFEI.

8.1.2 GERAÇÃO ALEATÓRIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E CONSTRUÇÃO DO HISTOGRAMA DE FALHAS E ESTRUTURAS ELEVADAS POR INTERVALO CRÍTICO

Concluída a primeira leitura da planta do circuito, é executado o Programa LIOV EFEI, obtendo-se os resultados da análise estatística descrita anteriormente. Os dados são mostrados no histograma da Figura 8.1.

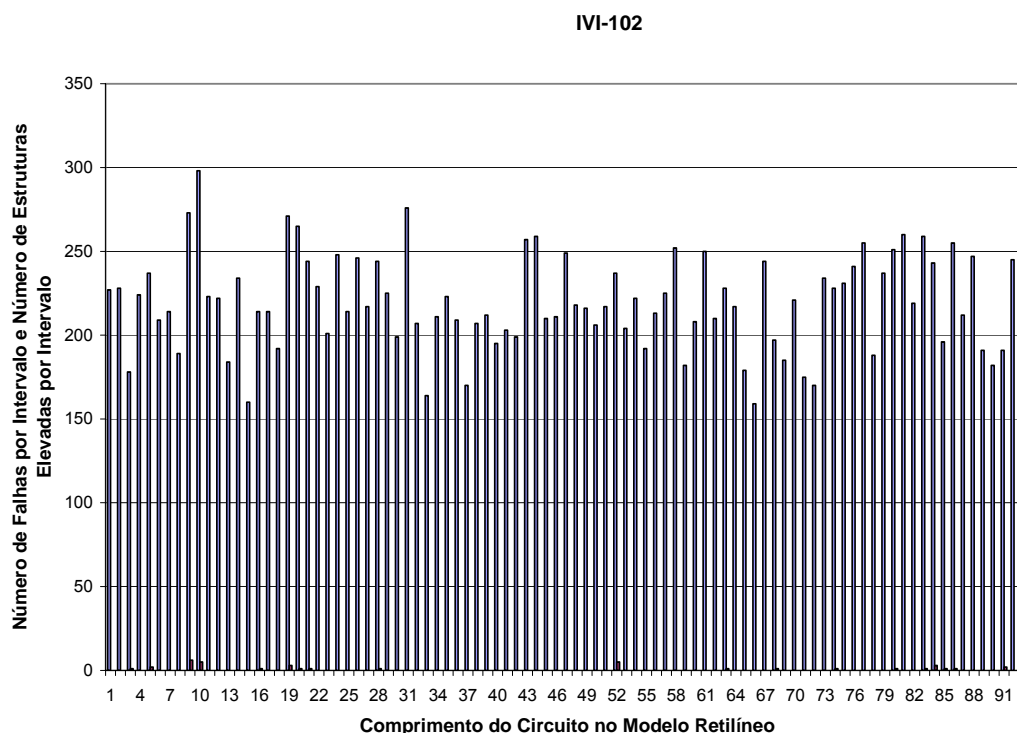


Figura 8.1 – Número de falhas e número de estruturas elevadas ao longo da linha sob estudo.

8.1.3 DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS CRÍTICOS E FONTES

Os Intervalos Críticos identificados para o Circuito IVI – 102 são mostrados na Tabela 8.2. Cada estrutura elevada – torres, prédios, etc. dentro de um intervalo crítico representa um ponto de simulação dos transitórios eletromagnéticos com o Programa ATP.

Tabela 8.2 – Intervalos Críticos do Circuito IVI-102.

Nº DE INTERVALOS		93			
COMPRIMENTO DO INTERVALO		658,98 [m]			
Nº DE INTERVALOS CRÍTICOS		14			
MÉDIA DE FALHAS POR INTERVALO		218,91			
Nº DA FONTE	Nº DO INTERVALO NO HISTOGRAMA	Nº DE FALHAS NO INTERVALO	Nº DE DESVIOS PADRÃO ACIMA DA MÉDIA	VALOR MÉDIO DE TENSÃO INDUZIDA NO INTERVALO [kV]	% DE TENSÕES INDUZIDAS QUE INCORRERAM EM FALHA
1	5	237	0.37	254.04	1.53
2	9	273	1.11	479.16	1.73
3	10	298	1.62	399.29	1.91
4	19	271	1.06	380.13	1.73
5	20	265	0.94	277.87	1.69
6	21	244	0.51	225.19	1.57
7	28	244	0.51	225.63	1.55
8	52	237	0.37	384.15	1.54
9	63	228	0.19	209.55	1.45
10	74	228	0.19	249.39	1.42
11	80	251	0.66	274.79	1.61
12	83	259	0.82	332.96	1.61
13	84	243	0.49	271.36	1.56
14	86	255	0.74	275.46	1.62

8.2 - SIMULAÇÃO DE TRANSITÓRIO ELETROMAGNÉTICO (PROGRAMA ATP)

8.2.1 IDENTIFICAÇÃO DAS “FONTES”

A partir da Tabela 8.2, são identificados os postes mais próximos das estruturas elevadas localizadas dentro de cada Intervalo Crítico. Cada um destes pontos é chamado de “Fonte” e constitui um ponto de simulação de impulso atmosférico através do Programa ATP. Cada “Fonte” é identificada com o número do respectivo Intervalo Crítico onde se localiza.

A Tabela 8.3 e 8.4 são os *Cartões de Identificação* das Fontes 8 e 10, respectivamente. Os *Cartões de identificação* mostram as seguintes características associadas a cada Fonte:

- identificação do poste, conforme nomenclatura mostrada em 6.2.2;
- numeração referente à estrutura elevada mais próxima deste poste;
- amplitude de tensão da Fonte, proveniente da simulação estatística;
- número de desvios padrão acima da média de ocorrência de falhas registradas na simulação estatística para o Intervalo Crítico em questão;
- altura da estrutura elevada mais próxima do poste de aplicação do impulso;
- afastamento da estrutura elevada com relação à linha;

- número de estruturas elevadas localizadas dentro do Intervalo Crítico avaliado;
- localização das estruturas elevadas no circuito avaliado.

8.2.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE IMPULSO ATMOSFÉRICO INDUZIDO (PROGRAMA ATP)

As Figuras 8.2 a 8.9 mostram os resultados da simulação obtidos através do Programa ATP. Já as Tabelas 8.3 e 8.4 são os Cartões de Identificação das Fontes 8 e 10.

Tabela 8.3 - Fonte 8

POSTE DE CONEXÃO:	U006	ESTRUTURA:	30	AMPLITUDE DA FONTE:	384,15	[kV]
DESVIO PADRÃO DO INTERVALO CRÍTICO:			0,37	[acima da média de ocorrências]		
ALTURA:	15	[m]	AFASTAMENTO:	6	[m]	
OBSERVAÇÕES:	Três estruturas elevadas					
LOCALIZAÇÃO:	Próximas da derivação onde está instalada a chave BF242982					

A Figura 8.2 mostra a tensão no poste de aplicação de impulso referente à Fonte 8, e nos postes aproximadamente a 35 metros à montante e à jusante. Conforme se pode observar na Figura 8.2, todas as tensões ultrapassam o nível de suportabilidade absoluto – 120kV.

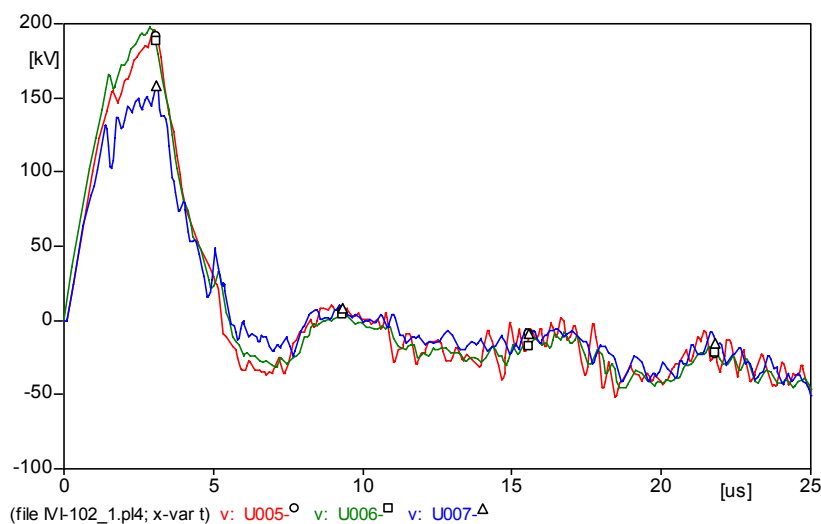
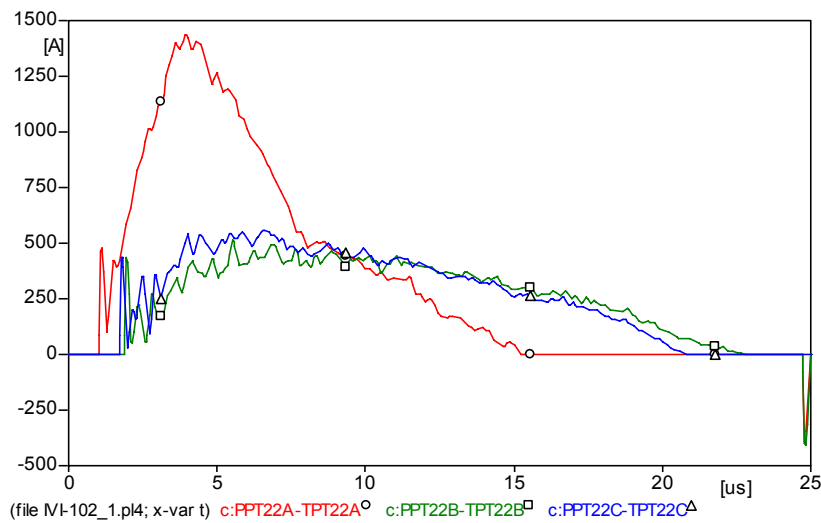


Figura 8.2 – Tensão no poste mais próximo da estrutura elevada (U006), no poste a 35 metros à montante (U005) e no poste a 35 metros à jusante (U007).

As Figuras 8.3 e 8.4 mostram respectivamente a corrente e a tensão nos grupos de pára-raios que atuaram de forma mais significativa neste caso. Trata-se dos grupos de pára-raios dos transformadores. 400182, 400606 e 400607, localizados na Avenida Bra Elisabeth. Pode-se observar que todos os grupos de pára-raios mostrados apresentam correntes

significativas na simulação.



Figuras 8.3 – Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B) e 400607(PT22C).

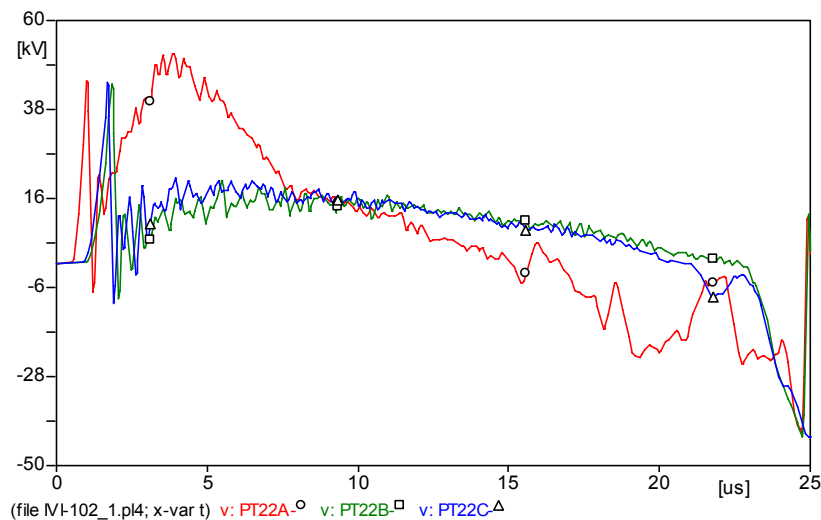


Figura 8.4 – Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B) e 400607(PT22C).

O caso é novamente simulado com a instalação de grupos de pára-raios no ponto do circuito mais próximo e centralizado entre as três estruturas mais próximas da derivação onde está instalada a chave BF242982. A Figura 8.5 mostra as tensões nos mesmos postes mostrados para o caso de simulação sem a instalação de pára-raios. Conforme se pode observar, neste caso, as tensões não ultrapassam o nível de suportabilidade absoluto – 120kV.

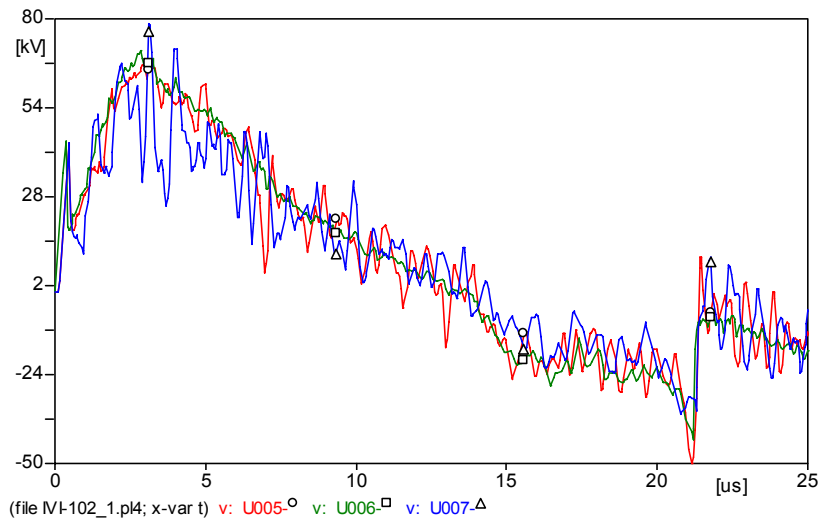
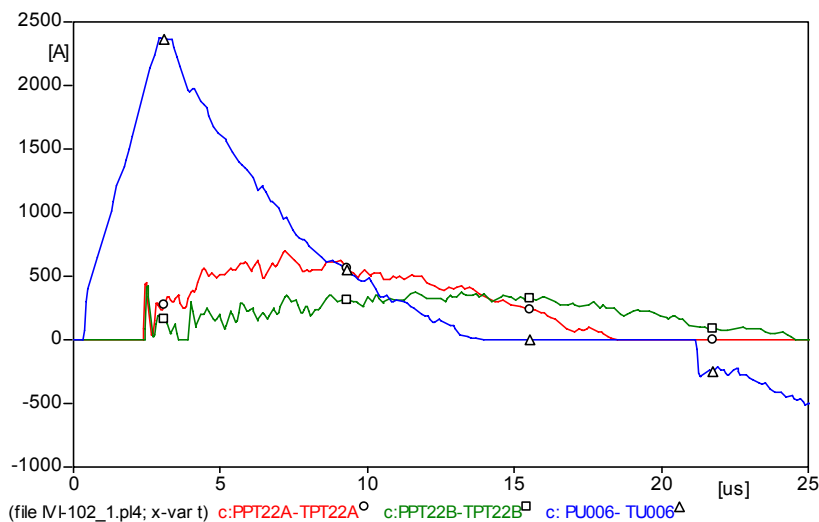


Figura 8.5 – Tensão no poste mais próximo da estrutura (U006), no poste a 35 metros à montante (U005) e no poste a 35 metros à jusante (U007), após a instalação do novo grupo de pára-raios.

As Figuras 8.6 e 8.7 mostram respectivamente a corrente e a tensão nos grupos de pára-raios que atuaram neste caso. Trata-se dos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 e 400606, localizados na Avenida Bra Elisabeth, e do novo grupo de pára-raios instalado. Conforme se observa na Figura 8.6, todos os grupos de pára-raios mostrados apresentam correntes significativas na simulação.



Figuras 8.6 - Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).

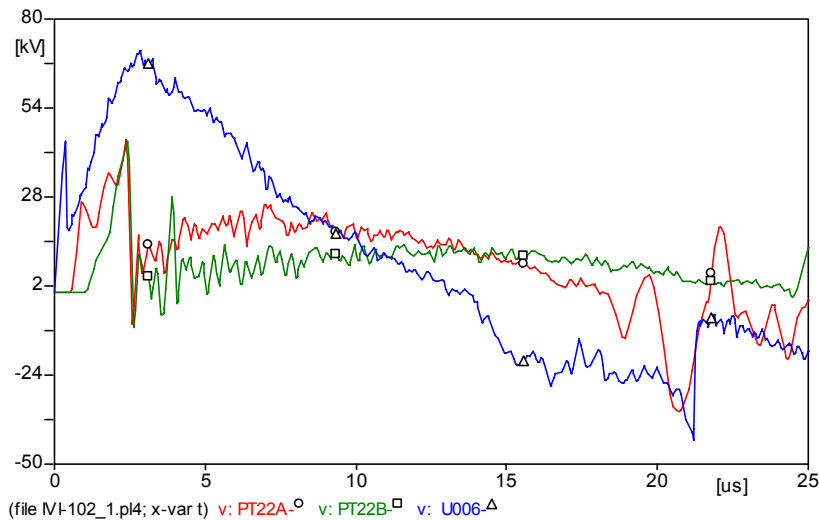


Figura 8.7 - Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).

Tabela 8.4 - Fonte 10

POSTE DE CONEXÃO:	A248	ESTRUTURA:	32	AMPLITUDE DA FONTE:	249,39	[kV]
DESVIO PADRÃO DO INTERVALO CRÍTICO:			0,19	[acima da média de ocorrências]		
ALTURA:	35	[m]	AFASTAMENTO:	50	[m]	
OBSERVAÇÕES:	Torre de Celular					
LOCALIZAÇÃO:	Estrada Velha de Itapevi II, próxima à chave BF0 41720					

A Figura 8.8 mostra a tensão no poste de aplicação de impulso referente à *Fonte 10*, e nos postes aproximadamente a 35 metros à montante e à jusante. Conforme se pode observar na Figura 8.8, todas as tensões ultrapassam o nível de suportabilidade absoluto – 120kV.

As Figuras 8.9 e 8.10 mostram respectivamente a corrente e a tensão nos grupos de pára-raios que atuaram de forma mais significativa neste caso. Trata-se dos grupos de pára-raios dos transformadores 005143, 052383 e 243940, localizados na *Estrada Velha de Itapevi II*, próximos à chave *BF 041720*. Pode-se observar que todos os grupos de pára-raios mostrados apresentam correntes significativas na simulação.

O caso é novamente simulado com a instalação de grupos de pára-raios no ponto do circuito mais próximo da Torre de Celular da Estrada Velha de Itapevi II. A Figura 8.11 mostra as tensões nos mesmos postes mostrados para o caso de simulação sem a instalação de pára-raios. Conforme se pode observar, neste caso, as tensões não ultrapassam o nível de suportabilidade absoluto – 120kV.

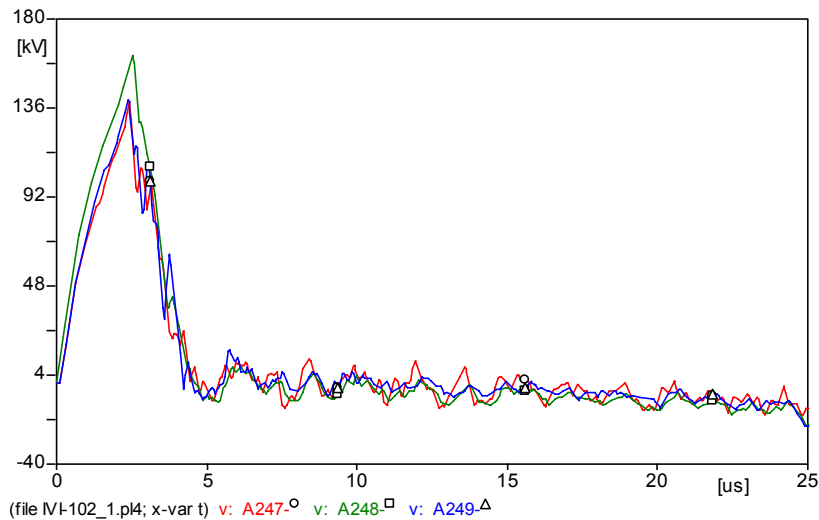
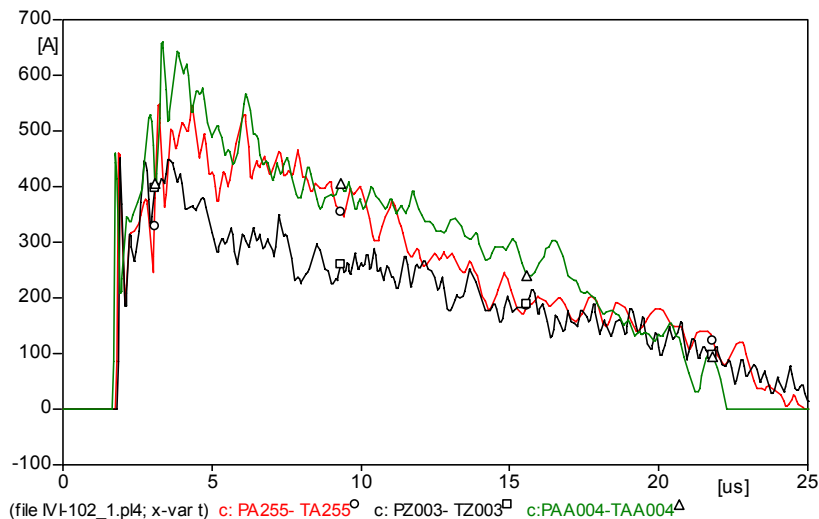


Figura 8.8 – Tensão no poste mais próximo da estrutura (A248), no poste a 35 metros à montante (A247) e no poste a 35 metros à jusante (A249).



Figuras 8.9 – Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 005143 (A255), 052383 (Z003) e 243940 (AA004).

As Figuras 8.12 e 8.13 mostram respectivamente a corrente e a tensão nos grupos de pára-raios que atuaram neste caso. Trata-se dos grupos de pára-raios dos transformadores 008433, 243940, e do novo grupo de pára-raios instalado. Conforme se observa na Figura 8.12, todos os grupos de pára-raios mostrados apresentam correntes significativas na simulação.

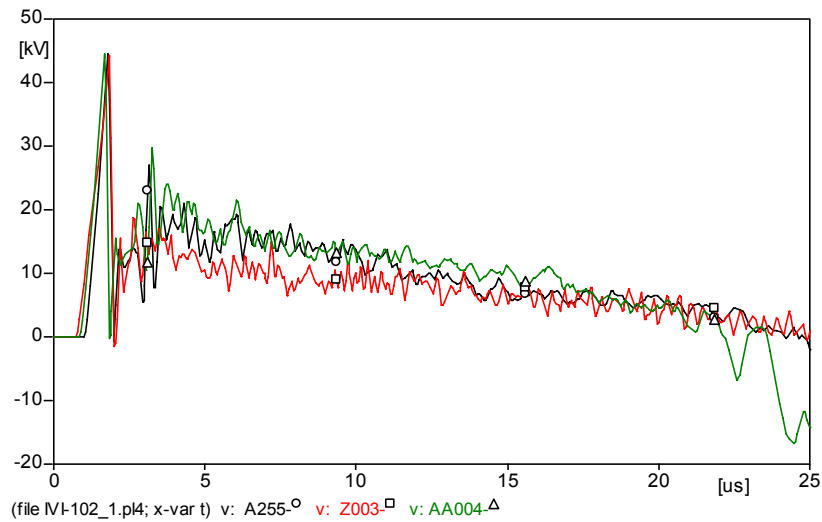


Figura 8.10 – Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 005143 (A255), 052383 (Z003) e 243940 (AA004).

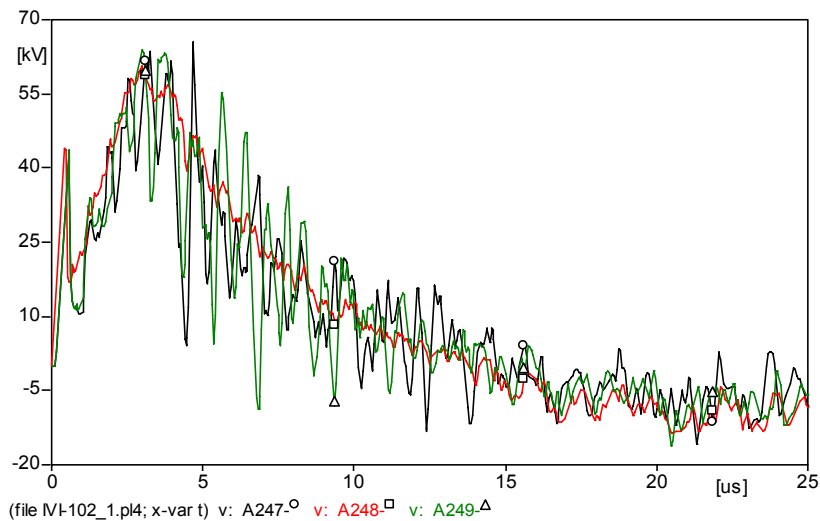
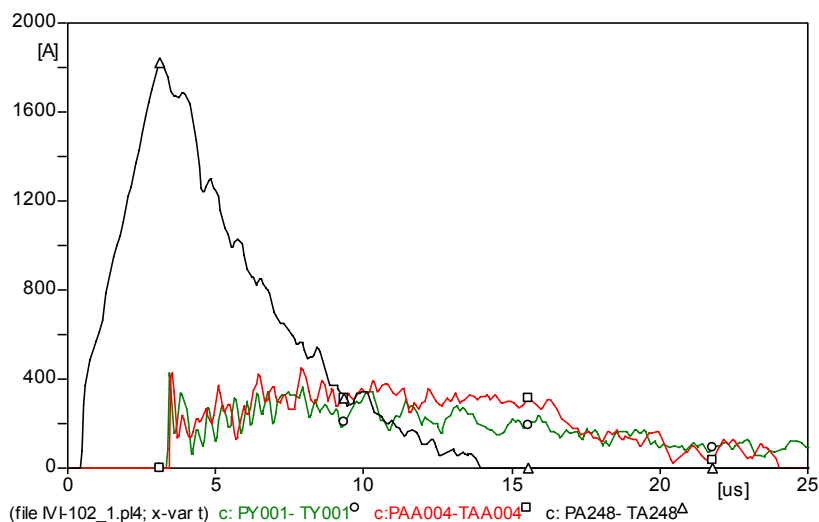


Figura 8.11 – Tensão no poste mais próximo da estrutura (A248), no poste a 35 metros à montante (A247) e no poste a 35 metros à jusante (A249), após a instalação do novo grupo de pára-raios.



Figuras 8.12 - Correntes nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).

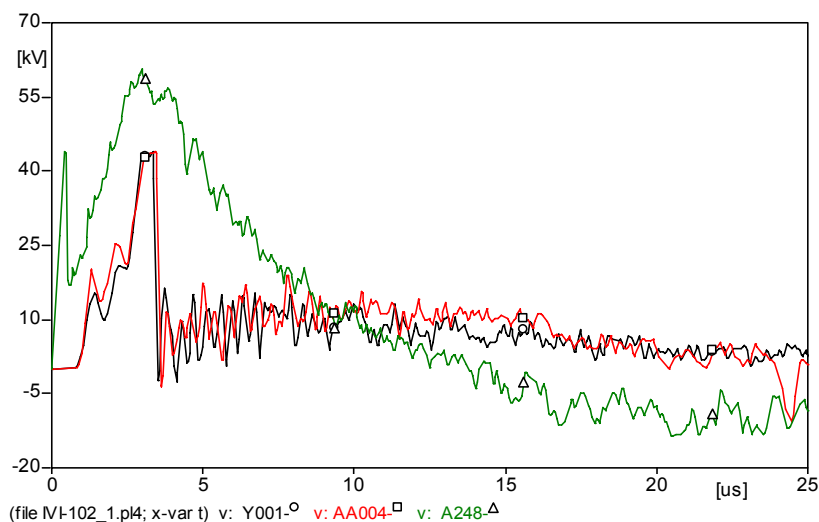


Figura 8.13 - Tensões nos grupos de pára-raios dos transformadores 400182 (PT22A), 400606 (PT22B), e no novo grupo de pára-raios instalado (U006).

8.2.3 DEFINIÇÃO DOS PONTOS DE INSTALAÇÃO DE PÁRA-RAIOS

De forma geral, é recomendada a instalação de pára-raios em todos os pontos terminais de linha e em todas as chaves.

Com base nos resultados mostrados acima para as Fontes 8 e 10, recomenda-se a instalação de pára-raios nos seguintes pontos do Circuito IVI – 102:

- ponto mais próximo e centralizado entre as três estruturas mais próximas da derivação onde está instalada a chave BF242982;
- ponto do circuito mais próximo da Torre de Celular, cuja localização consta do Cartão de Identificação da Fonte 10.

8.3 - ÍNDICES DE DESEMPENHO DO CIRCUITO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

A Tabela 8.5 mostra os índices de desempenho atual e esperado com a instalação dos pára-raios nos pontos identificados do *Circuito IVI –102*, a partir das considerações anteriores.

Tabela 8.5 – Índice de Desempenho do Circuito IVI-102.

NÚMERO DE FALTAS ATUALMENTE	1,872 [faltas/ km ano]
NÚMERO DE FALTAS ESPERADO	1,624 [faltas/ km ano]
MELHORIA	13,49 [%]

Este resultado reflete o desempenho esperado levando-se em conta todos os pontos identificados para instalação de pára-raios no *Circuito IVI – 102*. Neste capítulo, foram mostradas a título de exemplo apenas as análises feitas para as *Fontes 8 e 10*, conforme mostrado anteriormente.

CAPÍTULO 9 – RESULTADOS

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos com a aplicação das técnicas desenvolvidas em circuitos de responsabilidade da AES – ELETROPAULO. No entanto, é importante realçar que somente o *Circuito – AUT-114 – ETD. AUTONOMISTAS*, pode ser considerado como adequado aos propósitos deste trabalho. Deste modo, recomenda-se que sejam realizadas novas observações ao longo do *Período de Chuva 2005 – 2006*.

9.1 - DEFINIÇÕES

9.1.1 DEFEITOS PRIMÁRIOS

São consideradas falhas primárias os defeitos cujas causas são as numeradas abaixo:

- 10: *Chuva;*
- 11: *Descarga Atmosférica;*
- 120: *Contaminação;*
- 560: *Surto de Tensão;*
- 561: *Surto de Manobra;*
- 562: *Surto de Tensão não Identificado;*
- 620: *Falha de Materiais.*

9.2.2 DEFEITOS SECUNDÁRIOS

São consideradas falhas secundárias os defeitos cujas causas são:

- 170: *Inundação;*
- 180: *Queda/Crescimento de árvores;*
- 200: *Animais;*

- 300: Terceiros;
- 311: Furtos Material Empresa;
- 321: Choque Veículo. PT/TIR. (Abalroamento);
- 322: Papagaio;
- 324: Balões;
- 343: Falha de Equipamento Cons. (Defeito Interno);
- 460: Aplicação Incorreta de Equipamento;
- 490: Deterioração de Equipamento por Envelhecimento/ Excesso de Uso;
- 880: Causa não Classificada;
- 890: Causa não Determinada;
- 970: Manobras por Serviço Programado com Aviso.

As falhas secundárias não foram desprezadas, pois muitas vezes “evoluem” para falhas envolvendo pára-raios ou isoladores.

9.1.3 CRONOGRAMA DE INSPEÇÃO

A Tabela 9.1 lista o cronograma de Inspeção de cada um dos alimentadores, objeto deste trabalho.

Tabela 9.1 – Cronograma de Inspeção

CIRCUITO	1ª INSPEÇÃO (LEVANTAMENTO)	TÉRMINO DAS INSTALAÇÕES	2ª INSPEÇÃO (RESULTADO)
COT-106	04/05/2004	06/10/2004	16/03/2005
PAR-106	11/05/2004	15/09/2004	19/03/2005
AUT-114	11/05/2004	28/08/2004	15/03/2005
VGR-2302	17/05/2004	07/12/2004	15/03/2005
BSI-110	18/03/2004	01/10/2004	17/03/2005
PSD-106	26/04/2004	10/08/2004	16/03/2005
MAT-104	23/04/2004	09/11/2004	18/03/2005
CAT-107	02/04/2004	15/08/2004	13/03/2005
GNA-111	23/04/2004	01/09/2004	16/03/2005
COT-111	24/05/2004	07/10/2004	17/03/2005
JOR-102	09/06/2004	18/10/2004	18/03/2005
NAC-102	29/04/2004	08/10/2004	18/03/2005
CUP-105	01/06/2004	23/07/2004	13/03/2005
VGR-2301	07/06/2004	21/11/2004	24/03/2005
IVI-102	28/05/2004	Em Execução	20/05/2005
JUQ-106	18/08/2004	Em Execução	14/04/2005
PAR-104	20/08/2004	Em Execução	05/04/2005
PAR-105	21/06/2004	08/04/2005	24/03/2005
VGR-2304	28/05/2004	Cancelado	Cancelado

9.3 - RESULTADOS

A seguir são apresentadas as análises das falhas para cada alimentador avaliado.

CIRCUITO – AUT-114 – ETD. AUTONOMISTAS

Para este alimentador encontrou-se uma média de *2 falhas/ano* por causas primárias e um desvio padrão de *1,41*. O período *2004/2005* não apresentou nenhuma ocorrência considerada como associada à falhas com causas primárias. Portanto, pode-se observar que para este alimentador ocorreu uma diminuição no número de falhas devido às causas primárias em relação ao período *2000/2004*.

Com relação ao período de *2004/2005* foram encontradas *3 falhas* associadas às causas secundárias. O período *2000/2004* apresentou uma média de *3,75 falhas/ano*, associadas às causas secundárias, com um desvio padrão de *0,5*. Logo, não ocorreu uma diminuição do número de falhas secundárias associada à aplicação dos procedimentos recomendados neste trabalho – Instalação terminada aos *28 de Agosto de 2004*.

O número de total de falhas, no período *2000/2004* apresentou uma média de *5,75 falhas/ano*, com um desvio padrão de *1,26*. O período *2004/2005* apresentou um total de *3 falhas*. Logo, ocorreu uma diminuição no número total de falhas, que pode ser associada à redução do número de falhas primárias.

CIRCUITO – BSI-110 – ETD. BRASILÂNDIA

No período de *2000/2004*, observou-se uma média de *2,75 falhas/ano*, associadas às causas primárias, com um desvio padrão de *1,71*. No período *2004/2005* não foi notificada nenhuma falha associada às causas primárias. Portanto, pode-se observar que também para este alimentador ocorreu uma diminuição no número de falhas devido às causas primárias em relação ao período *2000/2004*.

Já com relação às falhas associadas às causas secundárias, no período *2004/2005* foram notificadas *10 falhas*. Já no período *2004/2005* foi observada uma média de *8,25 falhas/ano* com um desvio padrão de *2,25*. Logo, não ocorreu uma diminuição do número de falhas secundárias associada à aplicação dos procedimentos recomendados neste trabalho – Instalação terminada aos *17 de Março de 2005*.

Para o período *2000/2004* foi observada uma média de *11 falhas totais/ano* e um desvio padrão de *2,94*. Já o período *2004/2005* apresentou um total de *10 falhas*. Deste modo, é possível observar que não ocorreu uma diminuição no número total de falhas.

CIRCUITO – CAT-107 – ETD. CATUMBI

Este alimentador apresentou uma média de *2,25 falhas/ano*, associada às causas primárias, com um desvio padrão de *2,22* no período de *2000/2004*. No período *2004/2005* foi notificada uma falha por causa primária. Daí se pode observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas com causa primária.

Em relação às falhas associadas às causas secundárias foi observada uma média de *2,5 falhas/ano* com um desvio padrão de *1,91*. No período *2004/2005* foram notificadas *5 falhas* por causas secundárias. Portanto, observa-se que houve um aumento no número de falhas com causas secundárias – Instalação terminada aos *13 de Março de 2005*.

Já em relação ao número de falhas totais, no período de *2000/2004* foi observada uma média de *4,75 falhas/ano* com um desvio padrão de *3,77*. Considerando-se o número total de falhas igual a *6* não foi observada uma diminuição deste total no período de análise.

CIRCUITO - COT-106 – ETD. COTIA

No período *2000/2004* foi observada uma média de *7 falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de *2,16*. No período *2004/2005* foram notificadas *4 falhas* por causa primária. Deste modo, nota-se que ocorreu diminuição no número de falhas por causa primária.

No período *2000/2004* foi observada uma média de *38 falhas/ano*, associadas às causas secundárias com um desvio padrão de *5,71*. No período *2004/2005* foram notificadas *34 falhas*, associadas às causas secundárias. Deste modo, observa-se que não ocorreu uma diminuição no número de falhas por causas secundárias – Instalação terminada aos *16 de Março de 2005*.

O número de falhas totais, no período *2000/2004* apresentou uma média de *45 falhas/ano* com desvio padrão de *7,2*. No período *2004/2005* foram notificadas *38 falhas* no total. Portanto, observa-se que não ocorreu uma diminuição no número total de falhas.

CIRCUITO - COT-111 – ETD. COTIA

No período *2000/2004* foi observada uma média de *3 falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de *2,58*. No período *2004/2005* foram notificadas *2 falhas* associadas às causas primárias, de onde se pode observar que não ocorreu uma diminuição do número de falhas com causa primária.

Já com relação às falhas com causas secundárias, foi observada uma média de *13,75 falha/ano* com desvio padrão de *7,14 falhas*. No período *2004/2005* foram notificadas *7 falhas* associadas às causas secundárias. Portanto, pode-se observar que não ocorreu uma

diminuição das ocorrências de falhas associadas às causas secundárias – Instalação terminada aos *17 de Março de 2005*.

Quanto ao número total de falhas, no período *2000/2004* observou-se uma média de *16,75 falhas/ano* e um desvio padrão de *8,85 falhas*. No período *2004/2005* foram notificadas *9 falhas*. Portanto, pode-se observar que não ocorreu uma diminuição no número total de falhas.

CIRCUITO – CUP-105 – ETD. CUPECÊ

No período *2000/2004*, para as ocorrências associadas à falhas primárias observou-se uma média de *2,5 falhas/ano* com um desvio padrão de *1,29 falhas*. Não foram notificadas falhas com causa primária no período *2004/2005*. Portanto, pode-se observar que ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas primárias.

No período *2000/2004* observou-se uma média de *12,75 falhas/ano*, associadas às causas secundárias, com um desvio padrão de *3,30 falhas*. No período *2004/2005* foram notificadas *11 falhas* com causas secundárias. Logo, é possível observar que não ocorreu uma diminuição de falhas associadas às causas secundárias – Instalação terminada aos *13 de Março de 2005*.

Quanto ao número total de falhas, observou-se uma média de *15,25 falhas/ano* com um desvio padrão de *4,27 falhas* no período *2000/2004*. Foi notificado um total de *11 falhas* no período *2004/2005*. Portanto, não ocorreu uma diminuição no número total de falhas.

CIRCUITO – GNA-111 – ETD. GUAIANAZES

No período de *2000/2004* foi observada uma média de *3,25 falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de *1,26 falhas*. Em *2004/2005* foram notificadas *3 falhas* por causas primárias, de onde se pode observar que não diminuiu o número de falhas por causas primárias.

Já com relação às falhas associadas às causas secundárias, foi observada uma média de *11 falhas/ano* com um desvio padrão de *2,16 falhas*. Em *2004/2005* foram notificadas *13 falhas*. Portanto, vê-se que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas secundárias - Instalação terminada aos *16 de Março de 2005*.

Quanto ao número total de falhas, observou-se uma média de *14,25 falhas/ano* com um desvio padrão de *1,5 falhas*. Em *2004/2005* foram notificadas *16 falhas*. Portanto, não houve diminuição no número total de falhas.

CIRCUITO – IVI-102

Foi observada uma média de *7,5 falhas/ano*, associadas às causas primárias, com um desvio padrão de 3 falhas. No período *2004/2005* foram notificadas *10 falhas*, onde pode-se observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas primárias.

Analisando as falhas associadas às causas secundárias no período *2000/2004*, obteve-se uma média de *18,75 falhas/ano* com um desvio padrão de *6,95 falhas*. No período *2004/2005* foram notificadas *23 falhas* associadas às causas secundárias. Portanto, pode-se observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas secundárias - Instalação terminada aos *24 de Maio de 2005*.

No período *2000/2004* foi observada uma média de *26,25 falhas/ano* totais com um desvio padrão de *6,75 falhas*. No período *2004/2005* foi notificado um total de *33 falhas*, onde se pode observar que não ocorreu uma diminuição do número total de ocorrências envolvendo causas primárias e secundárias.

CIRCUITO – JOR-102 – ETD. JORDANÉSIA

No período *2000/2004* observou-se uma média de *9,75 falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de *2,62 falhas*. Em *2004/2005* foram notificadas *9 falhas* com causas primárias, não ocorrendo diminuição no número de falhas com causas primárias.

Foi observada uma média de *37 falhas/ano* associadas às causas secundárias no período *2000/2004*. Em *2004/2005* foram notificadas *38 falhas* com causas secundárias, de onde pode se observar que não houve diminuição no número de falhas associadas às causas secundárias - Instalação terminada aos *18 de Março de 2005*.

Analisando o número de falhas totais, foi observada uma média de *46,75 falhas/ano* com um desvio padrão de *12,12 falhas*. O período *2004/2005* teve um total de *47 falhas*. Logo, não ocorreu uma diminuição do número total de ocorrências envolvendo causas primárias e secundárias.

Novamente, é conveniente ressaltar que o término da aplicação das modificações sugeridas neste trabalho pode ser considerado como tardio, com respeito ao período de observação.

CIRCUITO – JUQ-106

No período *2000/2004* foi observada uma média de *12,3 falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de *4,16 falhas*. Em *2004/2005* foram notificadas *17*

falhas com causa primária, de onde pode se observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas primárias.

Com relação às falhas secundárias, em 2000/2004 obteve-se uma média de 57 *falhas* associadas às causas secundárias com um desvio padrão de 34,51 *falhas*. No período 2004/2005 foram notificadas 98 *falhas*, de onde se pode observar que aumentou o número de falhas com causas secundárias – Instalação ainda em progresso.

Com respeito ao número total de falhas, em 2000/2004 obteve uma média de 69,3 *falhas/ano* com um desvio padrão de 33,9 *falhas*, de onde se pode observar que o número total de falhas neste alimentador aumentou.

É conveniente ressaltar que a aplicação das modificações sugeridas neste trabalho não tinha terminado quando da execução deste relatório.

CIRCUITO – MAT-104 – ETD. MATEUS

No período 2000/2004 foi observada uma média de 0,75 *falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de 1,5 *falhas*. No período 2004/2005 não foram notificadas falhas com causas primárias. Logo, em termos estatísticos, é possível observar que não houve diminuição no número de falhas com causas primárias.

Com relação ao número de falhas, associadas às causas secundárias, no período 2000/2004 foi obtida uma média de 5,25 *falhas/ano* com um desvio padrão de 3,4 *falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas 3 *falhas* às causas secundárias. Logo, é possível observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas secundárias – Instalação terminada aos 18 de Março de 2005.

Quanto ao número total de falhas, no período 2000/2004 observou-se uma média de 6 *falhas/ano* com um desvio padrão de 3,37 *falhas*. Em 2004/2005 apresentou um total de 3 *falhas*. Portanto, pode-se observar que não ocorreu uma diminuição do número total de ocorrências envolvendo causas primárias e secundárias.

É conveniente ressaltar que o término da aplicação das modificações sugeridas neste trabalho pode ser considerado como tardio, com respeito ao período de observação.

CIRCUITO – NAC-102

No período 2000/2004 foi observada uma média de 3,25 *falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de 0,5 *falhas*. No período 2004/2005 foi notificada uma falha associada às causas primárias. Portanto, pode-se observar que ocorreu uma diminuição no número de falhas com causa primária.

Analisando as falhas associadas às causas secundárias, no período 2000/2004 obteve-se uma média de *15,25 falhas/ano* com um desvio padrão de *2,87 falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas *12 falhas* com causas secundárias. Logo é possível observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associado às causas secundárias – Instalação terminada aos *18 de Março de 2005*.

Ao analisar o número de falhas totais, no período 2000/2004 foi observada uma média de *18,5 falhas/ano* com um desvio padrão de *3,11 falhas*. Em 2004/2005 foi notificado um total de *13 falhas*. Pode-se observar que ocorreu uma diminuição do número total de ocorrências envolvendo causas primárias e secundárias.

CIRCUITO – PAR-104 – ETD. PARNAÍBA

No período 2000/2004 obteve-se uma média de *10,25 falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de *4,72 falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas *10 falhas* associadas às causas primárias, de onde se pode observar que o número de falhas associado às causas primárias não diminuiu.

Analisando as falhas associadas às causas secundárias, em 2000/2004 obteve-se uma média de *16,75 falhas/ano* com um desvio padrão de *4,79 falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas *24 falhas* associadas às causas secundárias, de onde se pode observar que o número de falhas aumentou – Instalação ainda em progresso.

Agora, ao se analisar o número total de falhas, em 2000/2004 obteve-se uma média de *27 falhas/ano* com um desvio padrão de *7,79 falhas*. Em 2004/2005 foi notificado um total de *34 falhas*, de onde se pode observar que não ocorreu uma diminuição no número total de falhas.

É conveniente ressaltar que a aplicação das modificações sugeridas neste trabalho não tinha terminado quando da execução deste relatório.

CIRCUITO – PAR-105 – ETD. PARNAÍBA

No período 2000/2004 foi observada uma média de *2,5 falhas/ano*, associadas às causas primárias, com um desvio padrão de *2,38 falhas*. Em 2004/2005 foi notificada uma falha associada às causas primárias. Pode-se observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas associadas às causas primárias.

Analisando as falhas associadas às causas secundárias, em 2000/2004 foi observada uma média de *6,25 falhas/ano* com um desvio padrão de *3,1 falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas *4 falhas* associadas às causas secundárias. Logo, pode-se observar que o

número de falhas associado às causas secundárias não diminuiu – Instalação terminada aos 23 de Março de 2005.

Em 2000/2004 foi observada uma média de 8,75 falhas/ano com um desvio padrão de 0,95 falhas. No período 2004/2005 foram notificadas um total de 5 falhas. Deste modo é possível observar que o número total de falhas diminuiu.

Mesmo neste caso, vale ressaltar que o término da aplicação das modificações sugeridas neste trabalho pode ser considerado como tardio, com respeito ao período de observação.

CIRCUITO – PAR-106 – ETD. PARNAÍBA

No período 2000/2004 foi observada uma média de 6,5 falhas/ano, associadas às causas primárias com um desvio padrão de 4,8 falhas. Em 2004/2005 foi notificada uma falha com causa primária. Pode-se observar que o número de falhas associado às causas primárias diminuiu.

Analisando as falhas associadas às causas secundárias, em 2000/2004 obteve-se uma média de 19,75 falhas/ano com um desvio padrão de 4,35 falhas. No período 2004/2005 foram notificadas 29 falhas associadas às causas secundárias. Logo, pode-se observar que o número de falhas associado às causas secundárias aumentou – Instalação terminada aos 19 de Março de 2005.

Analisando o número total de falhas, em 2000/2004 foi observada uma média de 26,25 falhas/ano com um desvio padrão de 6,24 falhas. Em 2004/2005 foi notificado um total de 30 falhas, de onde se pode observar que não ocorreu uma diminuição no número de falhas totais.

CIRCUITO – PSD-106 – ETD PARQUE SÃO DOMINGOS

Em 2000/2004 foi observada uma média de 4,25 falhas/ano, associadas às causas primárias com um desvio padrão 1,26 falhas. No período 2004/2005 foram notificadas 4 falhas associadas às causas primárias, de onde se pode observar que o número de falhas associado às causas primárias não diminuiu.

No período 2000/2004 obteve-se uma média de 22 falhas/ano, associadas às causas secundárias com um desvio padrão de 5,6 falhas. Em 2004/2005 foram notificadas 21 falhas associadas às causas secundárias de onde se pode observar que o número de ocorrências de falhas com causas secundárias não diminuiu – Instalação terminada aos 16 de Março de 2005.

O período de 2000/2004 apresentou uma média de 26 *falhas/ano* com um desvio padrão de 5,56 *falhas*. Em 2004/2005 foi notificado um total de 25 *falhas*, de onde se pode observar que o número de falhas totais não diminuiu.

CIRCUITO – VGR-2301

No período 2000/2004 foi observada uma média de 21,5 *falhas/ano*, associadas às causas primárias com um desvio padrão de 3,79 *falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas 34 *falhas*, de onde se pode observar que aumentou o número de falhas associado causa primária.

Analisando as causas secundárias, em 2000/2004 obteve-se uma média de 97 *falhas/ano* com um desvio padrão de 15,08 *falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas 152 *falhas*, de onde se pode observar que aumentou o número de falhas – *Instalação terminada aos 24 de Março de 2005*.

Em relação ao número total de falhas, em 2000/2004 foi observada uma média de 118,5 *falhas/ano* com um desvio padrão de 17,37 *falhas*. O período 2004/2005 apresentou um total de 186 *falhas*, de onde se pode observar que aumentou o número total de falhas.

CIRCUITO – VGR-2302

No período 2000/2004 obteve-se uma média de 2,25 *falhas/ano*, associada às causas primárias, com um desvio padrão de 2,22 *falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas 2 *falhas* associadas às causas primárias, de onde se pode observar que o número de falhas associado às causas primárias não diminuiu.

Analisando as causas secundárias, em 2000/2004 foi observada uma média de 10,5 *falhas/ano* com um desvio padrão de 6,76 *falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas 13 *falhas*, de onde se pode observar que o número de falhas não diminuiu – *Instalação terminada aos 15 de Março de 2005*.

Em relação ao número total de falhas, em 2000/2004 obteve-se uma média de 12,75 *falhas/ano* com um desvio padrão de 8,5 *falhas*. Em 2004/2005 foi notificado um total de 15 *falhas*, de onde se pode observar que não diminuiu o número total de falhas.

É conveniente ressaltar que o término da aplicação das modificações sugeridas neste trabalho pode ser considerado como tardio, com respeito ao período de observação.

CIRCUITO – VGR-2304

No período 2000/2004 foi observada uma média de 28,25 *falhas/ano*, associada às causas primárias com um desvio padrão de 8,5 *falhas*. Em 2004/2005 foram notificadas 29 *falhas*, de onde se pode observar que não diminuiu o número de falhas associado às causas

primárias.

Analisando as falhas associadas às causas secundárias, em 2000/2004 foi observada uma média de 101,25 falhas/ano com um desvio padrão de 18,64 falhas. Em 2004/2005 foram notificadas 97 falhas, de onde se pode observar que não diminuiu o número de falhas associado à falhas secundárias – Instalação cancelada,

Agora, ao se analisar o número de falhas total, em 2000/2004 foi observado uma média de 129,5 falhas/ano com um desvio padrão de 16,09 falhas. Em 2004/2005 foi notificado um total de 126 falhas, de onde se pode observar que o número total de falhas não diminuiu.

Não é possível tecer comentários sobre o projeto devido ao cancelamento da instalação das melhorias.

9.4 - COMPARAÇÃO DE CAMPO

Neste item são mencionados os circuitos onde o resultado da inspeção e as recomendações apresentadas nos relatórios deste estudo e os resultados obtidos no Primeiro Ano de Inspeções coincidiram. As Tabelas 9.2 a 9.4 mostram os resultados em termos de Falhas Primárias, Secundárias e Totais.

Tabela 9.2 - Análise da Evolução das Falhas Primárias Reportadas

CIRCUITO	CAUSAS PRIMÁRIAS 2000 – 2004	CAUSAS PRIMÁRIAS ANOTADAS 2004 – 2005	OBSERVAÇÃO
COT-106	4.84 – 7.00 – 9.16	4.00 Falhas	RESULTADO ESPERADO
PAR-106	1.70 – 6.50 – 11.30	1.00 Falha	RESULTADO ESPERADO
AUT-114	0.59 – 2.00 – 3.41	Nenhuma Falha	RESULTADO ESPERADO
VGR-2302	0.03 – 2.25 – 4.47	2 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
BSI-110	1.04 – 2.75 – 4.46	Nenhuma Falha	RESULTADO ESPERADO
PSD-106	2.99 – 4.25 – 5.51	4.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
MAT-104	* – 0.75 – 2.25	Nenhuma falha	RESULTADO DÚBIO
CAT-107	0.03 – 2.22 – 4.47	1.00 Falha	RESULTADO DÚBIO
GNA-111	1.99 – 3.25 – 4.51	3.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
COT-111	0.42 – 3.00 – 5.58	2.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
JOR-102	7.13 – 9.75 – 12.37	9.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
NAC-102	2.75 – 3.25 – 3.75	1.00 Falha	RESULTADO ESPERADO
CUP-105	1.21 – 2.50 – 3.79	Nenhuma Falha	RESULTADO ESPERADO
VGR-2301	17.71 – 21.50 – 25.29	34.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
IVI-102	4.50 – 7.50 – 10.50	10.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
JUQ-106	8.14 – 12.30 – 16.46	17.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
PAR-104	5.53 – 10.25 – 14.97	10.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
PAR-105	0.12 – 2.50 – 4.88	1.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
VGR-2304	19.75 – 28.25 – 36.75	Cancelado	CANCELADO

Em termos de *Falhas Primárias*, observam-se as seguintes condições, considerando o critério composto pelo valor médio e desvio padrão:

- *Índice de Melhoria* – **42.85%**
- *Índice de Resultados Duvidosos* – **28.57%**
- *Índice de Resultados Negativos* – **28.57%**

Os resultados considerados dúbios são fortemente influenciados pelo valor do desvio padrão, ligado a um número de ocorrências elevado, durante o período *Pré – Projeto*. A confiabilidade destes dados deve ser elevada. Outra alternativa seria a extensão do período de observação *Pré – Projeto*, fato que não foi considerado. Considerando somente o valor médio das ocorrências o Índice de Melhoria obtido com a aplicação destas técnicas aos alimentadores estudados sobe de 42.85% para 71.43%. Uma vez que é necessário considerar que no período de 2004/2005 ocorreram chuvas pesadas, que ultrapassaram o valor médio do período de observação, estes resultados devem ser considerados como extremamente satisfatórios.

Tabela 9.3 - Análise da Evolução das Falhas Secundárias Reportadas

CIRCUITO	CAUSAS SECUNDÁRIAS 2000 – 2004	CAUSAS SECUNDÁRIAS ANOTADAS 2004 – 2005	OBSERVAÇÃO
COT-106	32.29 – 38.00 – 43.51	34.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
PAR-106	15.40 – 19.75 – 24.10	29.00 Falhas	NÃO ESPERADO
AUT-114	3.25 – 3.75 – 4.25	3.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
VGR-2302	3,74 – 10,5 – 17.26	13.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
BSI-110	5.75 – 8.25 – 10.75	10.00 Falha	RESULTADO NEGATIVO
PSD-106	16.40 – 22.00 – 27.60	21.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
MAT-104	1.85 – 5.25 – 8.65	3.00 falhas	RESULTADO DÚBIO
CAT-107	0.59 – 2.50 – 4.41	5.00 Falha	NÃO ESPERADO
GNA-111	8.84 – 11.00 – 13.16	13.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
COT-111	6.61 – 13.75 – 20.89	7.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
JOR-102	26.30 – 37.00 – 47.68	38.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
NAC-102	12.37 – 15.25 – 18.12	12.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
CUP-105	9.44 – 12.75 – 16.05	11.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
VGR-2301	81.90 – 97.00 – 112.08	152.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
IVI-102	11.80 – 18.75 – 25.69	23.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
JUQ-106	22.50 – 57.00 – 91.50	98.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
PAR-104	11.96 – 16.75 – 21.54	24.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
PAR-105	3.15 – 6.25 – 9.34	4.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
VGR-2304	82.61 – 101.25 – 145.6	Cancelado	CANCELADO

Em termos de Falhas Secundárias, observam-se as seguintes condições, considerando-se o critério composto pelo valor médio e desvio padrão:

- Índice de Melhoria – **Nulo**
- Índice de Resultados Duvidosos – **35.72%**
- Índice de Resultados Negativos – **50.00%**
- Índice de Resultados Não Esperados – **14.28%**

Novamente, os resultados considerados dúbios são fortemente influenciados pelo valor do desvio padrão ligado a um número de ocorrências elevado, durante o período *Pré – Projeto*. A confiabilidade destes dados deve ser elevada. Por outro lado parece que a definição de causas secundárias não apresenta uma boa correlação com as faltas verificadas. Um ponto que deve ser observado neste caso, por exemplo, é o relativo com a classificação “*Queda e Crescimento de Árvores*”. Considerando somente o valor médio das ocorrências o *Índice de Melhoria* obtido com a aplicação destas técnicas, não se obtém nenhuma melhoria digna dos índices de desempenho dos circuitos frente a falhas associadas às causas secundárias.

Tabela 9.4 - Análise da Evolução das Falhas Totais Reportadas.

CIRCUITO	CAUSAS TOTAIS 2000 – 2004	CAUSAS TOTAIS ANOTADAS 2004 – 2005	OBSERVAÇÃO
COT-106	37.8 – 45.00 – 52.50	38.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
PAR-106	20.01 – 26.25 – 32.49	30.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
AUT-114	4.49 – 5.75 – 7.01	3.00 Falhas	RESULTADO ESPERADO
VGR-2302	4.25 – 12.75 – 21.25	15.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
BSI-110	8.06 – 11.00 – 13.94	10.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
PSD-106	20.44 – 26.00 – 31.56	25.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
MAT-104	2.63 – 6.00 – 9.37	3.00 falhas	RESULTADO DÚBIO
CAT-107	0.98 – 4.75 – 8.52	6.00 Falha	RESULTADO DÚBIO
GNA-111	12.75 – 14.25 – 15.75	16.00 Falhas	NÃO ESPERADO
COT-111	7.90 – 16.75 – 25.60	9.00 Falhas	RESULTADO DÚBIO
JOR-102	34.63 – 46.75 – 58.87	47.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
NAC-102	15.39 – 18.50 – 21.61	13.00 Falhas	RESULTADO ESPERADO
CUP-105	10.98 – 15.25 – 19.52	11.00 Falhas	RESULTADO NEGATIVO
VGR-2301	101.13 – 118.50 – 135.87	186.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
IVI-102	19.50 – 26.25 – 33	33.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
JUQ-106	35.40 – 69.30 – 103.20	115.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
PAR-104	19.21 – 27.00 – 34.79	34.00 Falhas	EM EXECUÇÃO
PAR-105	7.80 – 8.75 – 9.70	5.00 Falhas	RESULTADO ESPERADO
VGR-2304	113.41 – 129.5 – 145.59	Cancelado	CANCELADO

Em termos de Falhas Totais, observam-se as seguintes condições, considerando o critério composto pelo valor médio e desvio padrão:

- *Índice de Melhoria* – **21.28%**
- *Índice de Resultados Duvidosos* – **28.57%**
- *Índice de Resultados Negativos* – **42.85%**
- *Índice de Resultados Não Esperados* – **7.14%**

Novamente, os resultados considerados dúbios são fortemente influenciados pelo valor do desvio padrão, ligado a um número de ocorrências elevado, durante o período *Pré – Projeto*. A confiabilidade destes dados deve ser elevada. Por outro lado parece que de modo similar ao anteriormente observado a definição de causas secundárias não apresenta uma boa correlação com as faltas verificadas e este fato contamina os resultados finais.

Considerando somente o valor médio das ocorrências o *Índice de Melhoria* obtido com a aplicação destas técnicas sobe para 50%. O que não deixa de ser bastante interessante, uma vez que fica entre os limites de acerto observados para as falhas primárias – 42.85% e 71.83%.

Finalmente, estes fatos permitem tecer as seguintes observações:

- *as ocorrências associadas com as falhas secundárias devem ser mais bem estudadas;*
- *é necessário maior tempo de observação para tecer comentários sobre os demais alimentadores estudados.*

CAPÍTULO 10 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

10.1- GENERALIDADES

A análise dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia e software desenvolvido neste trabalho permite retirar as seguintes conclusões:

1- Em termos de *Falhas Primárias*:

- *Índice de Melhoria* – **42.85%**
- *Índice de Resultados Duvidosos* – **28.57%**
- *Índice de Resultados Negativos* – **28.57%**

Considerando somente o valor médio das ocorrências o *Índice de Melhoria* obtido com a aplicação destas técnicas aos alimentadores estudados sobe de 42.85% para 71.43%.

2- Em termos de *Falhas Secundárias*:

- *Índice de Melhoria* – **Nulo**
- *Índice de Resultados Duvidosos* – **35.72%**
- *Índice de Resultados Negativos* – **50.00%**
- *Índice de Resultados Não Esperados* – **14.28%**

Considerando somente o valor médio das ocorrências o *Índice de Melhoria* obtido com a aplicação destas técnicas, não se obtém nenhuma melhoria digna dos índices de desempenho dos circuitos frente à falhas associadas às causas secundárias. Deste modo é possível presumir que a definição de causas secundárias não apresenta uma boa correlação com as faltas verificadas.

Em termos de Falhas Totais:

- *Índice de Melhoria* – **21.28%**
- *Índice de Resultados Duvidosos* – **28.57%**
- *Índice de Resultados Negativos* – **42.85%**
- *Índice de Resultados Não Esperados* – **7.14%**

Considerando somente o valor médio das ocorrências o *Índice de Melhoria* obtido com a aplicação destas técnicas fica em 50%. O que não deixa de ser bastante interessante, uma vez que fica entre os limites de acerto observados para as falhas primárias – 42.85% e 71.83%. Novamente, é necessário ponderar que neste caso, as discordâncias observadas na definição e anotação das Falhas Secundárias podem estar comprometendo os resultados observados.

10.2- REGRAS PARA INSTALAÇÃO DE PÁRA-RAIOS

Como resultado direto deste estudo foram retiradas as seguintes regras para a instalação de pára-raios nos sistemas de média tensão:

1- Instalação de pára-raios nas três fases do poste adjacente a estruturas elevadas que esteja mais próximo desta, a montante ou jusante. Caso haja presença de pára-raios em apenas uma das fases em estruturas dentro de uma distância não superior a um vão, apenas completar a instalação nas outras fases.

2- Instalação de pára-raios nas três fases antes e depois de todas as chaves abertas. Caso haja presença de pára-raios em apenas uma das fases em estruturas dentro de uma distância não superior a 75 metros, apenas completar a instalação nas outras fases.

3- Para os finais de linha, instalar pára-raios nas três fases em todos os finais de linha. Caso haja presença pára-raios em apenas uma das fases em estruturas dentro de uma distância de 75 metros, apenas completar a instalação nas outras fases.

10.3- SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros ficam as seguintes propostas:

1- Estudar o impacto dos resultados de ensaios nos resultados de suportabilidade dielétrica, principalmente em condições atmosféricas adversas. Este comentário tem fundamento nos resultados observados em laboratório e os recomendados na *IEEE Std 1410*, considerada o *Estado da Arte* em termos de *Proteção contra Descargas Atmosféricas de Redes de Distribuição*.

2- Verificar as definições e correlações relativas às Falhas Secundárias que, conforme demonstrado neste estudo, impactam de forma muito forte a verificação dos índices de melhoria nos sistemas estudados.

3- Elaborar um software mais sofisticado que leve em conta nos Estudos de Monte Carlo a real geometria espacial, geo-refenciada, das redes de distribuição em média tensão, provendo, inclusive, conexões diretas com os programas para estudos de transitórios eletromagnéticos.

4- Verificar qual o impacto do desacoplamento dos processos de cálculo de amplitude das tensões induzidas e de transitórios eletromagnéticos utilizado neste trabalho e que fazem parte das premissas de desenvolvimento e aplicação do *Programa LIOV-EFEI*.

BIBLIOGRAFIA

CAPÍTULO 2

- [1] Jacob, P. B., Grzybowski, S., Libby, L., and Barsley, P. K., "Experimental Studies of Critical Flashover Voltage on Distribution Line Construction," IASTED, International Journal on Energy Systems, N° 1, pp. 30-34, 1991.
- [2] Jacob, P. B., Grzybowski, S., and Ross, E. R., "An Estimation of Lightning Insulator Level of Overhead Distribution Lines," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, N° 1, pp. 384-390, 1991.
- [3] Shehdi, M. H., "Investigation and Analysis of Lightning Impulse Strengths of Multiple Dielectrics Used in Electrical Distribution Systems," Ph.D. thesis, Mississippi State University, 1985.
- [4] Armstrong, H. R., Stoeling, H. O. and Veverka, E. F., "Impulse Studies on Distribution Line Construction," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, N° 2, Feb. 1967.
- [5] Darveniza, M., Electrical Properties of Wood and Line Design, University of Queensland Press, St. Lucia, Queensland, 1980.
- [6] Darveniza, M., Limbourn, G. J., and Prentice, S. A., "Line Design and Electrical Properties of Wood," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, N° 11, Nov. 1967.
- [7] IEEE Std 1243-1997, IEEE Design Guide for Improving the Performance of Transmission Lines.
- [8] McDermott, T. E., Short T. A., and Anderson, J. G., "Lightning Protection of Distribution Lines," IEEE Transactions of Power Delivery, vol. 9, N° 1, pp. 138-152, Jan. 1994.
- [9] Darveniza, M., Roby, D., and Tumma, L. R., "Laboratory and Analytical Studies of the Effects of Multi-pulse Lightning Current on Metal Oxide Arresters," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, N° 2, pp. 764-771, Apr. 1994.

CAPÍTULO 3

- [12] S. Rusck, "Protection of distribution systems", Lightning, Vol. 2, Ed. R. H. Golde; New York: Academic Press, Chapter 23, 1977.
- [11] IEEE Working Group on the lightning performance of distribution lines, "Guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines", IEEE Std 1410, 1997.
- [10] A. Borghetti, C. A. Nucci, "Estimation of the frequency distribution of lightning induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", Proc. International Conference on Lightning Protection, Birmingham, UK, September 1998.

CAPÍTULO 5

- [13] A.R. Hileman, J. Roguin, K.-H. Weck: "Metal-oxide surge arrester in A.C. systems. Part 5: Protection performance of metal-oxide surge arresters", ELECTRA 133 (1990) 132 - 144.

- [14] Elovaara, K. Foremann, A. Schei, O. Völcker: "Metal-oxide surge arresters in a.c. systems. Part 3: Temporary overvoltages and their stresses on metal-oxide surges arresters". ELECTRA 128 (1989) 114 - 125
- [15] L. Stenström: "Metal-oxide surge arrester in a.c. systems. Part 6: Selection of metal-oxide surge arresters from the standads", ELECTRA 133 (1990) 146 - 165
- [16] A. Schei, A. Ekström: "Stresses on metal-oxide surges arresters in HVAC and HVDC systems by temporary and transient overvoltages and related tests", CIGRE 1986, Rapport 33-13
- [17] Zinc Oxide Surge Arrester – Selection Guide for ABB HV Surge Arresters – Technical Information SESWG/A 2300 E - Edition 2 1991 - 02

CAPÍTULO 7

- [18] Carlo Nucci – "Efeito de Altas Torres de Instrumentação na Distribuição Estatística de Parâmetros de Correntes de Descarga e sua Influência na Avaliação do Desempenho de Sistemas Elétricos de Potência quanto a Descargas Elétricas" – VII SIPDA – Curitiba 2003.