

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**CÁLCULO DE SOBRETENSÕES CAUSADAS POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS INDIRETAS EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO
AÉREAS CONSIDERANDO FALHAS DE ISOLAMENTO**

ARTHUR FRANKLIM MARQUES DE CAMPOS

ARTHUR FRANKLIM MARQUES DE CAMPOS

**CÁLCULO DE SOBRETENSÕES CAUSADAS POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS INDIRETAS EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO
AÉREAS CONSIDERANDO FALHAS DE ISOLAMENTO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Automática

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Alberto Resende De Conti

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGE
CENTRO DE PESQUISAS E DESENVOLVIMENTO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – CPDEE
UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG**

BELO HORIZONTE

JULHO - 2012

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida e por todas as oportunidades que tem me dado, especialmente esta, de concluir este mestrado.

Aos meus pais, Manoel Mecias de Campos e Nilce Miranda Marques de Campos, por todo carinho, suporte e amor dados durante toda a minha vida. Eles são meu maior exemplo, sempre me incentivando e apoiando de forma incondicional minhas escolhas pessoais e profissionais.

Ao meu irmão, Fernando Franklim Marques de Campos, pelo companheirismo e amizade.

Aos meus familiares, que sempre compreenderam a minha ausência durante alguns momentos importantes e me deram apoio constante durante a minha graduação e pós-graduação.

Ao meu orientador, professor Alberto Resende De Conti, pela atenção, dedicação, paciência, enorme incentivo e por não ter desistido de mim nem se ausentado em momento nenhum. Sem o seu apoio e boa vontade este trabalho não seria possível.

A toda a equipe do LRC (Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas) por ter me acolhido e apoiado. Em especial aos professores Silvério Visacro Filho, Maria Helena Murta Vale e Fernando Henrique Silveira.

Ao José Luiz e ao Sérgio Edmundo, pelo grande apoio durante a execução de ensaios no LEAT (Laboratório de Extra Alta Tensão).

Aos amigos que hoje estão perto de mim ou que um dia estiveram. Em especial a uma grande amizade desenvolvida na graduação com o André Weber e aos amigos de república que se tornaram uma família para mim: Felipe de Oliveira, Ednéia Marques, Dafne Barbosa e Thaise Tavares, pelos momentos felizes que vivemos, por tanta partilha, conversas e alegrias.

Aos amigos da República Carranca que foram e são muito importantes pra mim, em especial ao João Paulo, Fernando Milico, Pedro Calixto, Hudenberg Ribeiro e Samuel Borges. Obrigado pela cumplicidade, amizade e alegrias vividas juntos.

Gostaria de agradecer também aos amigos e companheiros de trabalho da Companhia Energética de Brasília: Bianca Salatiel, Euler Guimarães, Frederico Dourado, Paulo Ângelo, Pedro Alessi e Ricardo Vergne pelo apoio e incentivo principalmente durante a fase final do mestrado.

Agradeço, finalmente, à Universidade Federal de Minas Gerais, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e ao CNPQ, pela oportunidade de realizar este mestrado.

RESUMO

Neste trabalho avalia-se o efeito de tensões induzidas por descargas atmosféricas em uma linha de distribuição monofásica rural considerando-se a ocorrência de rupturas em isoladores. Para o cálculo das sobretensões induzidas, utilizou-se uma abordagem direta no domínio do tempo e supôs-se que o solo pudesse ser representado como um plano condutor perfeito. O acoplamento dos campos eletromagnéticos gerados pela descarga com a linha foi realizado com a utilização do modelo de Agrawal. O modelo de cálculo de tensões induzidas foi implementado na rotina MODELS disponível na plataforma computacional ATP (Alternative Transients Program) utilizando uma formulação baseada no método das características.

Para avaliar a ocorrência de falhas de isolamento na rede causadas por sobretensões induzidas por descargas atmosféricas, foi implementado no ATP um modelo de isolador baseado no método da integração. Três diferentes metodologias foram testadas para determinar os parâmetros a serem utilizados nesse modelo: uma baseada na solução de equações não-lineares com método de Newton, outra baseada no método de variância mínima proposto por Ancajima et al., e finalmente uma terceira metodologia baseada na abordagem proposta por Hileman. Os três métodos foram testados e validados tendo como base curvas V-t obtidas em ensaios realizados em laboratório com isoladores tipicamente empregados em redes de distribuição. Também foi considerado nas análises o método simplificado proposto pelo IEEE para estimar a taxa de falhas de redes de distribuição aéreas submetidas aos efeitos de descargas atmosféricas.

Finalmente, para analisar os efeitos de descargas atmosféricas indiretas considerando-se o efeito de falhas de isolamento foi implementada uma topologia de rede monofásica real contendo transformadores, pára-raios e cargas consumidoras. Análises de sensibilidade foram realizadas para avaliar o efeito de diferentes parâmetros nas sobretensões resultantes na rede, como forma de onda da corrente de descarga, modelo de isolador, ponto de incidência da descarga, tempo de frente da corrente de descarga e efeito de pára-raios. Os resultados obtidos demonstram a importância de se considerar modelos de isoladores adequados para a análise das sobretensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição.

ABSTRACT

In this work it is evaluated the effect of lightning-induced voltages on a single-phase overhead line considering flashovers. For calculating lightning-induced voltages, a direct time-domain approach was used in which the ground was assumed as a perfect conductor. The coupling of the incident lightning electromagnetic fields with the illuminated line was made with Agrawal's model. The model was implemented in the MODELS routine available in ATP (Alternative Transients Program) using a formulation based on the method of characteristics.

To evaluate the occurrence of flashovers caused by lightning-induced overvoltages on overhead lines, an insulator model based on the integration method was implemented in ATP. Three different methodologies were tested to determine the parameters to be used in this model: one based on the solution of non-linear equations using Newton's method, other based on the minimum variance method proposed by Ancajima et al., and finally a third methodology based on Hileman's approach. The three methods above were tested and validated through comparisons with V-t curves obtained from laboratory tests with distribution line insulators. It was also considered in the analyses the simplified method proposed by the IEEE to estimate the flashover rate of overhead distribution lines due to lightning-induced overvoltages.

Finally, to evaluate the effect of lightning-induced voltages considering flashovers, an actual single-phase, medium-voltage distribution line containing transformers, surge arresters, and consumer loads was implemented. Sensitivity analyses were performed to evaluate the effect of different parameters on the resulting overvoltages, namely the lightning current waveform, the insulator model, the stroke location, the front time of the lightning current, and the effect of surge arresters. The obtained results indicate the importance of considering adequate insulator models to evaluate lightning-induced voltages on distribution lines.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	INTRODUÇÃO.....	1
1.2	O PROBLEMA EM QUESTÃO.....	3
1.3	OBJETIVOS E METODOLOGIA.....	5
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	6
2	TENSÕES INDUZIDAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	7
2.1	INTRODUÇÃO.....	7
2.2	AS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	7
2.2.1.	Ondas típicas de corrente.....	8
2.3	O FENÔMENO TENSÃO INDUZIDA.....	14
2.3.1.	Modelagem da Propagação da Corrente de Retorno ao Longo do Canal de Descarga.....	15
2.3.2.	Cálculo de Campos Eletromagnéticos Gerados por Descargas Atmosféricas.....	17
2.3.3.	Acoplamento Eletromagnético entre Canal de Descarga e Linha.....	19
3	MODELAGEM COMPUTACIONAL DE ISOLADORES.....	23
3.1	INTRODUÇÃO.....	23
3.2	O MÉTODO DA INTEGRAÇÃO.....	26
3.3	CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DOS PARÂMETROS DO MÉTODO DA INTEGRAÇÃO.....	28
3.3.1.	Seleção de parâmetros do método de integração utilizando o método de Newton.....	29
3.3.2.	Método de Menor Variância.....	32
3.3.3.	O método de Hileman.....	33

3.4 ANÁLISE COMPARATIVA	33
4 ESTUDO DE CASO DE SOBRETENSÕES EM LINHA MONOFÁSICA ..	37
4.1 INTRODUÇÃO	37
4.2 METODOLOGIA UTILIZADA NA SIMULAÇÃO	38
4.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ADOTADO NA SIMULAÇÃO.....	43
4.3.1. Postes e Condutores.....	44
4.3.2. Isoladores	45
4.3.3. Transformadores	46
4.3.4. Pára-raios	47
4.3.5. Aterramentos	48
4.3.6. Cargas Consumidoras	49
4.4 CASOS SIMULADOS.....	49
4.4.1. Caso 1 – Corrente de Descarga Subsequente	53
4.4.2. Caso 2 – Corrente de Primeira Descarga.....	56
4.4.3. Caso 3 – Corrente Triangular 1/50 μ s	60
4.4.4. Caso 4 – Variação da frente de onda da corrente	69
5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	71
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	71
5.2 CONCLUSÕES	72
5.3 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	76
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Parâmetros utilizados na obtenção da forma de onda de corrente mediana de primeiras descargas de retorno medidas na Estação do Morro do Cachimbo [10, 18].	12
Tabela 2.2	Parâmetros utilizados na obtenção da forma de onda mediana de descargas subsequentes medidas na Estação do Morro do Cachimbo [10, 18].	13
Tabela 3.1	Parâmetros obtidos e utilizados na obtenção das curvas V-t do isolador de 15 kV, considerando o isolador instalado em uma cruzeta de madeira e localizado a 40 cm do poste.	34
Tabela 3.2	Parâmetros obtidos e utilizados na obtenção das curvas V-t do isolador de 25 kV, considerando o isolador instalado em uma cruzeta de madeira e localizado a 40 cm do poste.	34
Tabela 4.1	Características do condutor utilizado na rede de distribuição da Figura 4.7.	44
Tabela 4.2	Parâmetros do método de integração	45
Tabela 4.3	Coordenadas dos vãos da rede para incidência a 50 m.	51
Tabela 4.4	Coordenadas dos vãos da rede para incidência a 100 m.	51
Tabela 4.5	Coordenadas dos vãos da rede para incidência a 500 m.	51
Tabela 4.6	Casos simulados no ATP.	52

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Definição de descargas direta e indireta em redes de distribuição de energia.....	2
Figura 2.1	Registro da corrente de uma descarga medida na estação Morro do Cachimbo (figura extraída de [1]).	8
Figura 2.2	Onda dupla exponencial referida como onda de impulso atmosférico e circuito de geração (figura extraída de [1]).	10
Figura 2.3	Forma de onda utilizada para representar correntes medianas de primeiras descargas de retorno medidas na Estação Morro do Cachimbo [10, 18]...	13
Figura 2.4	Forma de onda utilizada para representar correntes medianas de descargas subsequentes medidas na Estação Morro do Cachimbo [10, 18].	13
Figura 2.5	Geometria adotada para o cálculo de campos eletromagnéticos gerados por uma descarga atmosférica (figura adaptada de [10])......	17
Figura 2.6	Modelo de linha de transmissão incluindo as fontes de tensão induzida [32] (figura retirada de [10]).	21
Figura 3.1	Arranjo e isolador utilizados nos ensaios em laboratório.	34
Figura 3.2	Dados de ensaios e Curvas V-t do isolador de 15 kV obtidas com o Método de Integração.....	35
Figura 3.3	Dados de ensaios e Curvas V-t do isolador de 25 kV obtidas com o Método de Integração.....	35
Figura 4.1	Campos elétricos verticais ao nível do solo nas extremidades da linha. ...	39
Figura 4.2	Campos elétricos horizontais a 10 m de altura na extremidade da linha...	39
Figura 4.3	Fontes de tensão indutoras - VIND_0 e VIND_d.....	40
Figura 4.4	Fontes de tensão indutoras calculadas no MATLAB e no ATP.....	41
Figura 4.5	Tensões Induzidas em uma linha de 1000 m para uma incidência central a 50 m da linha.	41
Figura 4.6	Fluxograma do processo de cálculo de tensões induzidas em redes de distribuição considerando o rompimento de isoladores.....	42

Figura 4.7	Rede aérea rural real a ser submetida a sobretensões causadas por descargas indiretas.	43
Figura 4.8	Configuração do poste/condutor e cálculo da impedância de surto da rede de distribuição.....	44
Figura 4.9	Curvas V-t obtidas através do método de integração com os parâmetros da Tabela 4.2.	45
Figura 4.10	Modelagem dos isoladores no ATP.....	46
Figura 4.11	Circuito equivalente do transformador de 15 kVA monofásico.....	46
Figura 4.12	Representação gráfica do transformador no ATP.....	47
Figura 4.13	Curva V x I dos pára-raios de 15 kV utilizados nas análises (figura reproduzida de [10]).	47
Figura 4.14	Pontos da curva V x I e representação gráfica dos pára-raios.	47
Figura 4.15	Configuração de aterramento utilizada nos postes P1, P8, P9 e P12 (figura retirada de [52]).	48
Figura 4.16	Circuito equivalente e parâmetros do aterramento [52] (figura retirada de [52])	49
Figura 4.17	Circuito e representação gráfica do modelo de carga proposto por Bassi [54].....	49
Figura 4.18	Circuito que representa a implementação da rede da Figura 4.7 no ATP .	50
Figura 4.19	Sobretensões máximas nos postes devido à incidência de descargas indiretas subsequentes a 50, 100 e 500 metros (sem pára-raios, sem falhas de isolamento).....	53
Figura 4.20	Sobretensões máximas nos postes devido à incidência de descargas indiretas subsequentes a 50, 100 e 500 metros (com pára-raios, considerando falhas de isolamento).....	54
Figura 4.21	Sobretensões máximas nos postes considerando (1) ausência de pára-raios e de falhas de isolamento (rede desprotegida); (2) ausência de pára-raios, considerando-se falhas de isolamento (DE); e (3) presença de pára-raios, desconsiderando-se falhas de isolamento (pára-raios). Nas análises,	

	considerou-se a incidência indireta de uma descarga subsequente a 50 metros do centro da linha.....	56
Figura 4.22	Sobretensões máximas nos postes devido à incidência indireta de primeiras correntes de descarga a 50, 100 e 500 metros (sem pára-raios, sem falhas de isolamento).....	57
Figura 4.23	Sobretensões máximas nos postes devido a incidência indireta de primeiras correntes de descarga a 50, 100 e 500 metros (com pára-raios).	58
Figura 4.24	Sobretensões máximas nos postes considerando (1) ausência de pára-raios e de falhas de isolamento (rede desprotegida); (2) ausência de pára-raios, considerando-se falhas de isolamento (DE); e (3) presença de pára-raios, desconsiderando-se falhas de isolamento (pára-raios). Nas análises, considerou-se a incidência indireta de uma primeira descarga de retorno a 50 metros do centro da linha.....	59
Figura 4.25	Tensão no poste P5 para três modelos de isoladores: (1) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Ancajima (DE); (2) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Hileman (Hileman); e (3) modelo simplificado proposto pelo IEEE [2] que considera a ocorrência de interrupção caso a sobretensão atinja $1,5CFO$ (IEEE). Todos os casos consideram a incidência indireta de uma primeira descarga de retorno a 50 metros da rede. A curva com legenda “desprotegida” se refere à condição em que não se admite a ocorrência de falhas de isolamento.....	60
Figura 4.26	Sobretensões máximas nos postes para a rede desprotegida e para a rede somente com isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga a 50 metros da rede.....	62
Figura 4.27	Sobretensões máximas nos postes avaliando três modelos de isoladores e ausência de isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).....	63
Figura 4.28	Tensão no poste P1 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma	

corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).	64
Figura 4.29 Tensão no poste P5 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).	65
Figura 4.30 Tensão no poste P8 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).	65
Figura 4.31 Tensão no poste P12 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).	66
Figura 4.32 Sobretensões máximas nos postes avaliando três modelos de isoladores e ausência de isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga a 50 metros da rede (com pára-raios).	67
Figura 4.33 Tensão no poste P1 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).	67
Figura 4.34 Tensão no poste P5 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).	68
Figura 4.35 Tensão no poste P8 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).	68
Figura 4.36 Tensão no poste P12 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma	

corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios)..... 69

Figura 4.37 Sobretensões máximas nos postes considerando-se uma corrente de descarga triangular com amplitude de 100 kA e diferentes tempos de frente, incidindo a 50 metros da rede. Na análise, considerou-se a modelagem dos isoladores com o método da integração com parâmetros calculados segundo procedimento proposto por Ancajima e a presença de pára-raios na rede..... 70

1 Introdução

1.1 Introdução

A energia elétrica é uma das grandes forças propulsoras das atividades do homem no mundo moderno. Diretamente ligada à qualidade de vida e ao desenvolvimento econômico, hoje não se concebe quase nenhuma atividade de trabalho ou lazer sem este tipo de energia.

A eletricidade vem se desenvolvendo consideravelmente nos aspectos de geração, transmissão, distribuição e na sua forma de utilização, o que lhe confere uma característica de universalização. Com a privatização das concessionárias, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do governo brasileiro, vem exigindo que estas busquem aprimorar seus padrões de qualidade, confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica. Devido ao crescimento do Sistema Elétrico de Potência (SEP), a manutenção desta exigência se torna mais complexa, principalmente no âmbito da distribuição de energia, onde os níveis de isolamento são mais baixos.

Uma das principais causas de interrupções no fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição são as descargas atmosféricas, também conhecidas como raios, que consistem em intensas descargas elétricas que ocorrem na atmosfera. As

descargas atmosféricas são fenômenos naturais complexos que se expressam através de correntes impulsivas de alta intensidade e curta duração. A grande maioria das descargas tem sua origem nas nuvens de tempestades (*Cumulus Nimbus*) e seu percurso pode ser estabelecido entre nuvem solo, internamente à nuvem, entre nuvens ou entre nuvem e atmosfera [1].

Os efeitos das descargas atmosféricas em sistemas elétricos se manifestam segundo dois diferentes mecanismos, ilustrados na Figura 1.1. Um destes mecanismos se caracteriza pela incidência direta da descarga no circuito vítima, o que causa a injeção direta de uma corrente de elevada intensidade nesse circuito e leva à ocorrência de danos significativos, como a queima de equipamentos, falhas de isolamento e destruição de estruturas. O segundo mecanismo de interação entre as descargas atmosféricas e os sistemas elétricos ocorre com a incidência de uma descarga nuvem-solo na vizinhança do circuito vítima. Nesse evento, denominado descarga indireta, os campos eletromagnéticos gerados pela corrente de retorno no canal de descarga induzem tensões no circuito vítima que podem causar danos e/ou resultar em falhas operacionais [1].

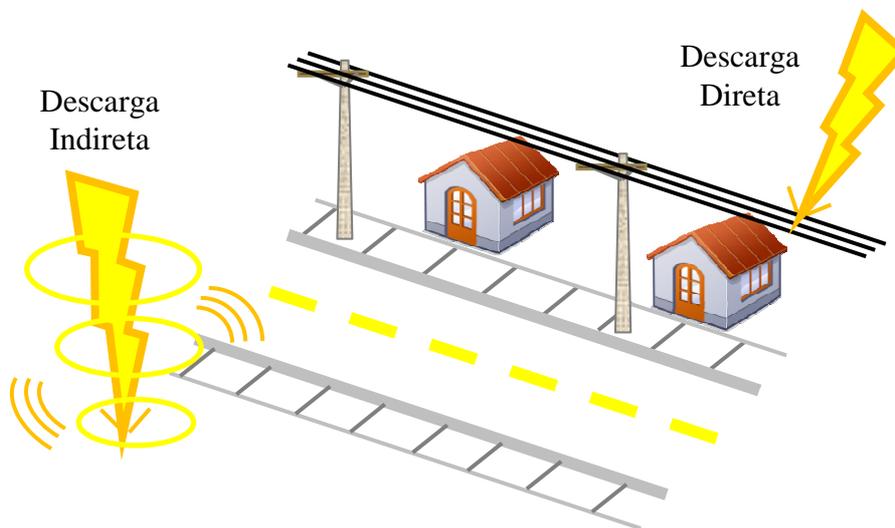


Figura 1.1 – Definição de descargas direta e indireta em redes de distribuição de energia.

De forma geral, as tensões induzidas por descargas indiretas constituem as mais importantes fontes de distúrbios em sistemas elétricos e eletrônicos de média e baixa tensão. As sobretensões associadas a esse fenômeno são responsáveis pela maior parte dos desligamentos das linhas de distribuição de energia elétrica e pelos danos causados

em redes elétricas. Os surtos causados por descargas indiretas se disseminam no sistema, podendo causar avarias em equipamentos instalados em unidades consumidoras ou até mesmo acidentes envolvendo seres humanos. Esse quadro justifica a necessidade de estudos aprofundados sobre o fenômeno tensão induzida e suas consequências no sistema elétrico, para que com isso seja possível atuar de maneira eficiente no dimensionamento da proteção [1].

Este e outros temas relacionados ao fenômeno descargas atmosféricas vêm sendo alvo de investigações realizadas no LRC (Lightning Research Center / Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas), que é um centro de pesquisa estabelecido a partir de um projeto cooperativo entre a UFMG e a CEMIG. Os resultados dessas investigações, que nos últimos dez anos se traduzem na forma de dezenas teses de doutorado e dissertações de mestrado defendidas, bem como na publicação de várias dezenas de artigos em periódicos indexados e em congressos científicos nacionais e internacionais, têm permitido uma melhor caracterização dos parâmetros das descargas atmosféricas e de seus efeitos nos sistemas elétricos. O presente trabalho dá continuidade às investigações realizadas no LRC, tendo sido desenvolvido com o suporte de seus pesquisadores e da estrutura física deste centro de pesquisas.

1.2 O Problema em Questão

As linhas de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão possuem baixo nível de isolamento. Isso significa que mesmo descargas atmosféricas de baixa intensidade podem gerar sobretensões com energia suficiente para causar falhas de isolamento nessas linhas. Por essa razão, uma correta definição do comportamento da isolação de linhas de distribuição é fundamental para o estudo de seu desempenho frente a descargas atmosféricas.

Entre os parâmetros de maior interesse para a caracterização do nível de isolamento das redes de distribuição destaca-se o CFO (*Critical Flashover Overvoltage*). Este corresponde ao nível de tensão em que, estatisticamente, existem 50% de chance de ocorrência de falha de isolamento e 50% de chance do isolamento

suportar a sobretensão incidente para a aplicação de ondas de tensão normalizadas. Outra importante forma de se caracterizar o nível de isolamento das redes de distribuição são as curvas V-t, que relacionam o tempo de rompimento do isolador com o pico de tensão do impulso atmosférico aplicado.

Ambos os parâmetros são obtidos em laboratório com a aplicação, nos isoladores ensaiados, de ondas de tensão designadas “ondas de impulsos atmosféricos padronizados”. Tais ondas possuem formato dupla exponencial (1,2/50 μ s) que, em tese, visa reproduzir as características típicas de sobretensões atmosféricas em redes de distribuição [2]. Contudo, as formas de onda que aparecem nos isoladores devido às descargas atmosféricas em situações reais de aplicação não são iguais às ondas impulsivas 1,2/50 μ s. Pelo contrário, as sobretensões que ocorrem em sistemas reais tem forma de onda arbitrária devido à natureza aleatória das descargas atmosféricas. Isso faz com que o uso dos parâmetros obtidos durante os ensaios dos isoladores não reproduza a realidade da maioria dos impulsos que incidem nas redes de distribuição elétrica.

Muitos métodos computacionais dedicados à predição do comportamento de isoladores quando submetidos a sobretensões com forma de onda não-padronizada são encontrados na literatura. Um desses métodos consiste na aplicação direta das curvas V-t obtidas em ensaios com formas de onda padronizadas, onde se considera o rompimento do isolador quando a curva V-t é interceptada pela crista da onda de sobretensão incidente. A princípio, esse procedimento só é válido para descrever os casos relacionados à incidência de impulsos com forma de onda padrão 1,2/50 μ s. Logo, sua generalização para o estudo de sobretensões causadas por descargas atmosféricas, que naturalmente não possuem o formato padrão e ocorrem de fato nas redes de distribuição, não é, em princípio, válida [3].

Outro procedimento simplificado assume que a falha de isolamento ocorre se o pico da sobretensão exceder o valor do CFO da estrutura multiplicado por uma constante, usualmente 1,5 [2]. Este método, que é recomendado pelo IEEE para a estimativa do desempenho de linhas de distribuição aéreas [2], é questionável por negligenciar a dependência do rompimento dos isoladores com a forma de onda da sobretensão. É mostrado em [4] que o procedimento sugerido pelo IEEE pode

subestimar o número de interrupções, devido a tensões induzidas, que uma linha de distribuição pode ter por ano.

1.3 Objetivos e Metodologia

Alguns métodos analíticos que fornecem meios consistentes de avaliação da suportabilidade de isolamentos vêm sendo estudados ao longo das últimas décadas. Esses métodos permitem estimar o tempo necessário para que a ruptura do isolamento aconteça quando os isoladores são submetidos a formas de onda não-padronizadas. Estes estão usualmente incluídos em duas diferentes classes. Uma consiste em variações do modelo de progressão do “*Leader*” e a outra se baseia no método de integração [5, 6].

Apesar de ambos os métodos em questão terem se mostrado capazes de representar satisfatoriamente o comportamento de diferentes tipos de isoladores em condições específicas é geralmente aceito que o método de integração tem aplicação computacional mais fácil e também permite uma seleção de parâmetros mais simples em comparação com o método de propagação do *Leader*. Além disso, são encontrados na literatura exemplos em que a aplicação do método de integração reproduz com sucesso o comportamento dos isoladores quando submetidos a impulsos atmosféricos com forma não padronizada [6-9].

No entanto, em estudos de tensões induzidas por descargas atmosféricas em linhas de distribuição tem-se priorizado, possivelmente por questões de limite de capacidade de processamento computacional, a utilização de métodos simplificados para a avaliação da resposta do isolamento frente à sobretensões incidentes. Esse contexto indica a necessidade de estudos que realizem o cálculo de tensões induzidas em linhas de distribuição considerando uma representação mais rigorosa do comportamento dos isoladores, o que motivou a presente dissertação de mestrado.

Neste trabalho, pretende-se apresentar um estudo de sobretensões causadas por descargas atmosféricas em redes de distribuição considerando a ocorrência de falhas de isolamento. Diferentemente de outros trabalhos em que esta análise é feita a partir de

modelos simplificados, neste se utiliza uma representação mais rigorosa do comportamento dos isoladores, baseada no método da integração. Os parâmetros para a utilização desse método foram obtidos a partir de testes em laboratório e a sua aplicação é ilustrada em exemplos descrevendo a interação de descargas com linhas monofásicas de distribuição elétrica. Comparações são feitas com a expressão proposta por Hileman [5] para a estimativa do desempenho de isoladores de porcelana quando submetidos a impulsos com formas de onda não padronizadas, e também com o critério sugerido pelo IEEE para a avaliação da taxa anual de falhas por descargas indiretas em redes de distribuição. Os resultados obtidos sugerem a importância de se considerar um modelo preciso do rompimento de isoladores na simulação de sobretensões em linhas de distribuição aéreas.

1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação contém seis capítulos, incluindo a presente **Introdução**.

No **Capítulo 2** apresenta-se uma breve revisão bibliográfica sobre as tensões induzidas por descargas atmosféricas. Também é indicada a abordagem para o cálculo de tensões induzidas utilizada neste texto.

No **Capítulo 3** apresenta-se uma discussão sobre a modelagem computacional de isoladores e são discutidos os métodos a serem avaliados neste texto.

No **Capítulo 4** são realizadas análises de sensibilidade que indicam o efeito das falhas de isolamento nas sobretensões induzidas por descargas atmosféricas em uma linha de distribuição monofásica real considerando-se diferentes modelos para representar a resposta impulsiva dos isoladores.

No **Capítulo 5** apresentam-se as conclusões desta dissertação.

Finalmente, o **Capítulo 6** indica as referências bibliográficas utilizadas neste texto.

2 Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas

2.1 Introdução

As tensões induzidas por descargas atmosféricas são a principal fonte de distúrbios em sistemas elétricos de baixa e média tensão. O fenômeno é complexo e muitos fatores influenciam em sua intensidade e forma.

Grande parte dos desligamentos não programados que ocorrem nas redes de distribuição de energia elétrica é causada por sobretensões induzidas por descargas atmosféricas. Durante tempestades, é frequente a queima de transformadores nos sistemas de distribuição e a ocorrência de danos a equipamentos sensíveis em unidades consumidoras, visto que surtos causados por tensões induzidas podem se propagar nas linhas e ao longo dos seus condutores, sendo transferidos para as unidades conectadas a estes sistemas [1, 10].

2.2 As Descargas Atmosféricas

As descargas atmosféricas são um fenômeno complexo que se expressa através do fluxo de uma corrente impulsiva de alta intensidade e curta duração ao longo de um canal ionizado formado na atmosfera a partir da descarga elétrica de cargas acumuladas

em nuvens de tempestade. Do ponto de vista da engenharia de proteção, são de maior interesse as descargas que ocorrem entre nuvem e solo, chamadas de descargas nuvem-solo. A Figura 2.1 ilustra o registro de uma onda de corrente real associada a uma descarga nuvem-solo [1].

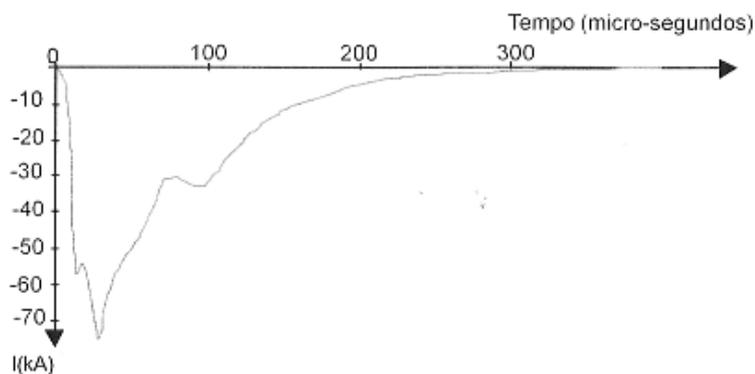


Figura 2.1 – Registro da corrente de uma descarga medida na estação Morro do Cachimbo (figura extraída de [1]).

A corrente de retorno é o parâmetro mais importante para a caracterização de uma descarga atmosférica e de seus efeitos em sistemas elétricos. No entanto, em função da natureza aleatória do fenômeno, mesmo para um único tipo de descarga a forma de onda da corrente de retorno pode apresentar variações significativas.

2.2.1. Ondas típicas de corrente

Vários trabalhos de medição de correntes de descargas têm sido desenvolvidos em todo o mundo nas últimas quatro décadas. Entre estes merecem destaque as medições realizadas por Berger no Monte San Salvatore e o trabalho feito por Eriksson na África do Sul [1, 11]. Outro importante trabalho vem sendo desenvolvido desde meados da década de 80 com a instalação da Estação do Morro do Cachimbo no estado de Minas Gerais [12, 13]. As pesquisas realizadas nestas estações de medição permitem caracterizar as formas de onda de correntes provenientes de descargas atmosféricas, viabilizando a avaliação estatística de seus parâmetros descritivos.

Outro método de obtenção de dados relativos às descargas atmosféricas é a geração de descargas artificiais por meio do lançamento de foguetes em direção a

nuvens de tempestade. Entretanto, esta metodologia restringe-se à obtenção de formas de onda com características similares às verificadas em descargas subsequentes [14].

No contexto desta dissertação de mestrado, o conhecimento das formas de onda de corrente de descargas atmosféricas é importante para uma avaliação mais rigorosa das sobretensões induzidas em linhas de distribuição e, conseqüentemente, do desempenho da isolação dessas linhas.

No entanto, as correntes de descargas comumente utilizadas em estudos computacionais assumem formas de ondas simplificadas onde são levadas em consideração somente as principais características de correntes de descargas reais, tal como o formato impulsivo com variação muito rápida na frente de onda e variação relativamente mais lenta a partir do instante em que se alcança o valor de pico.

Esse é o caso, por exemplo, da forma de onda dupla exponencial, muito utilizada na literatura relativa à proteção de sistemas elétricos contra descargas atmosféricas e usualmente designada como onda de impulso atmosférico em ensaios laboratoriais. Mesmo com tal forma de onda não reproduzindo fielmente a onda real da corrente de descarga, o seu emprego decorre da necessidade de padronização de ensaios experimentais capazes de avaliar, dentro de certos parâmetros, o comportamento de equipamentos, dispositivos e materiais frente a surtos de tensão e corrente associados a descargas atmosféricas. A adoção deste tipo de onda emana, sobretudo, da facilidade de sua geração em ambiente laboratorial, sendo que esta pode ser obtida em experimentos por meio da simples descarga de um circuito RC. A Figura 2.2 ilustra uma onda de tensão do tipo dupla exponencial [1].

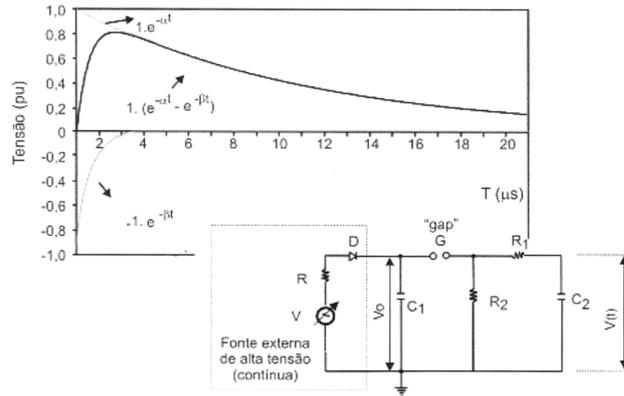


Figura 2.2 – Onda dupla exponencial referida como onda de impulso atmosférico e circuito de geração (figura extraída de [1]).

Vale notar, contudo, que existem diferenças importantes entre as curvas reais de descarga e a forma de onda dupla exponencial. Uma dessas diferenças consiste na natureza côncava da frente de onda da corrente de descarga real nos instantes iniciais, que não é contemplada na dupla exponencial. A outra se refere ao fato de a onda dupla exponencial possuir derivada máxima justamente nesses instantes iniciais, enquanto na onda real a derivada máxima ocorre em um ponto próximo ao pico. Em relação ao desempenho de sistemas elétricos e eletrônicos frente a descargas atmosféricas, os resultados obtidos usando a onda dupla exponencial podem ser muito diferentes daqueles gerados por ondas representativas de descargas reais.

Uma função analítica que é capaz de suprir, em parte, a falta de representatividade da onda dupla exponencial foi proposta por Heidler [15]. A função de Heidler contempla tanto a natureza côncava das correntes de descarga nos seus instantes iniciais quanto o posicionamento adequado da derivada máxima em instante próximo ao pico. Tem, ainda, o decaimento de sua amplitude após a ocorrência do pico muito similar àquele das curvas medianas de descargas atmosféricas.

A função de Heidler permite o ajuste, de forma independente, da amplitude da corrente, da derivada máxima da corrente e da carga transferida através da variação das constantes I_0 , n , τ_1 e τ_2 . A expressão matemática que descreve a função de Heidler é apresentada a seguir [15, 16].

$$I(t) = \frac{I_0}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{1 + (t/\tau_1)^n} e^{(-t/\tau_2)} \quad (2.1)$$

$$\eta = e^{[-(\tau_1/\tau_2)(n\tau_2/\tau_1)^{(1/n)}]}$$

onde:

I_0 : Amplitude da corrente na base do canal;

τ_1 : Constante relacionada ao tempo de frente da onda de corrente;

τ_2 : Constante relacionada ao tempo de decaimento da onda de corrente;

η : Fator de correção de amplitude;

n : Expoente (2 a 10).

Embora em certos casos a utilização de uma ou duas funções de Heidler para caracterizar a corrente de descarga consiga representar razoavelmente os efeitos de descargas em sistemas elétricos, a utilização de formas de onda mais representativas de descargas reais é desejável.

Em 2004, Visacro propôs uma nova aproximação para a determinação de uma forma de onda mais representativa de primeiras correntes de retorno [17]. A curva resultante foi capaz de representar com maior rigor os parâmetros representativos de formas de onda de corrente de primeiras descargas, sendo mais apropriada para a aplicação em estudos envolvendo descargas atmosféricas. Esta aproximação foi obtida através de registros de medições diretas na Estação Morro do Cachimbo.

Com o intuito de representar de maneira realística as ondas de corrente medianas associadas a primeiras descargas de retorno e às descargas subsequentes medidas na Estação Morro do Cachimbo, De Conti propôs, com base em [17], a utilização de sete funções de Heidler para a síntese de primeiras correntes de retorno e duas funções do tipo Heidler para a síntese de correntes de descargas subsequentes [10, 18].

Em geral, as ondas de primeiras correntes de retorno são mais utilizadas em estudos envolvendo a incidência direta de descargas em sistemas elétricos, enquanto as ondas de descargas subsequentes são geralmente utilizadas para a análise de sobretensões causadas por descargas atmosféricas indiretas [18]. Em relação às

primeiras correntes de retorno, estas são caracterizadas por uma concavidade acentuada na frente de onda e pela ocorrência de múltiplos picos, com o maior declive ocorrendo próximo ao primeiro pico [17]. Acredita-se que a presença de dois picos permite uma melhor representação do perfil global de uma corrente de primeira descarga típica, mesmo não existindo um parâmetro estatístico para descrever o tempo de ocorrência do segundo pico. A forma de onda proposta por De Conti [18] apresenta grande semelhança com a forma de onda proposta em [17].

Enquanto são necessárias sete funções de Heidler para sintetizar as formas de onda de primeiras correntes de descarga, somente duas funções deste tipo são necessárias para representar as características típicas observadas nas descargas subsequentes. As principais características deste tipo de onda, que influem nos valores de tensão induzida em redes de distribuição, são a taxa de variação da corrente e a amplitude.

Os parâmetros das funções de Heidler propostos em [10, 18], para representar primeiras descargas de retorno e descargas subsequentes medianas do Morro do Cachimbo estão expostos nas Tabelas 2.1 e 2.2, enquanto as formas de onda obtidas podem ser vistas nas Figuras 2.3 e 2.4.

Tabela 2.1 – Parâmetros utilizados na obtenção da forma de onda de corrente mediana de primeiras descargas de retorno medidas na Estação do Morro do Cachimbo [10, 18].

Forma de Onda	I_0 (kA)	N	τ_1 (μ s)	τ_2 (μ s)
1	6	2	3	76
2	5	3	3,5	10
3	5	5	4,8	30
4	8	9	6	26
5	16,5	30	7	23,2
6	17	2	70	200
7	12	14	12	26

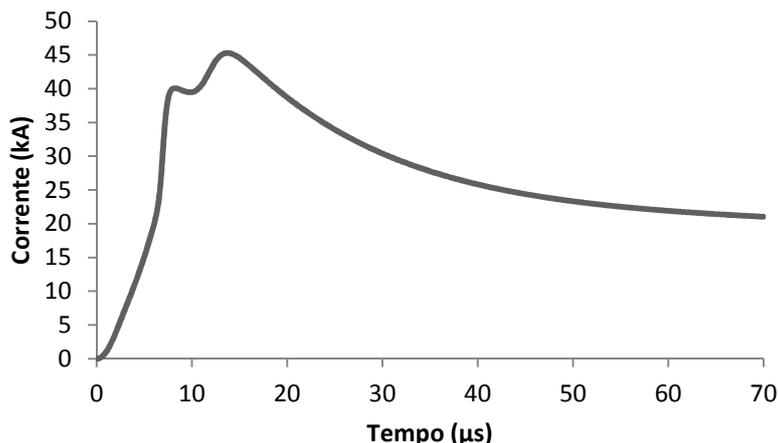


Figura 2.3– Forma de onda utilizada para representar correntes medianas de primeiras descargas de retorno medidas na Estação Morro do Cachimbo [10, 18].

Tabela 2.2 - Parâmetros utilizados na obtenção da forma de onda mediana de descargas subsequentes medidas na Estação do Morro do Cachimbo [10, 18].

Forma de Onda	I_0 (kA)	n	τ_1 (μs)	τ_2 (μs)
1	15,4	3,4	0,6	4,0
2	7,2	2	4,0	120

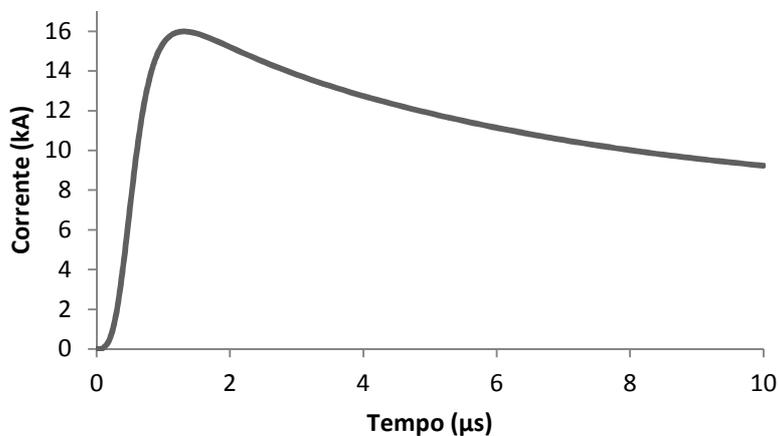


Figura 2.4 - Forma de onda utilizada para representar correntes medianas de descargas subsequentes medidas na Estação Morro do Cachimbo [10, 18].

Com o intuito de comparar tensões induzidas associadas a diferentes situações de incidência, são analisadas neste texto diferentes formas de onda de corrente de descarga. Entretanto, as formas de onda consideradas mais representativas para o cálculo de sobretensões provenientes de descargas indiretas são aquelas ilustradas nas Figuras 2.3 e 2.4.

2.3 O Fenômeno Tensão Induzida

As tensões induzidas por descargas indiretas estão associadas à incidência de descargas atmosféricas nas proximidades do sistema de distribuição elétrica. A corrente de retorno que circula no canal de descarga possui uma rápida variação no tempo, gerando um campo eletromagnético intenso que se propaga e interage com as linhas de distribuição elétrica e demais corpos condutores próximos.

À medida que a corrente de retorno se propaga, cada elemento do canal de descarga contribui para a geração de campos eletromagnéticos. O campo gerado por tais elementos atinge a linha respeitando os atrasos de tempo associados às distâncias percorridas entre o ponto de incidência da descarga e os diferentes pontos de observação ao longo da linha. Em cada ponto iluminado pelo campo eletromagnético incidente é gerada uma sobretensão que se propaga ao longo da linha. A tensão induzida em cada ponto da linha é, portanto, o resultado da superposição da onda de tensão gerada pelo efeito de iluminação direta no ponto em consideração e das ondas de tensão transmitidas por propagação na linha a partir de pontos iluminados pelos campos eletromagnéticos incidentes em instantes anteriores [1].

Geralmente, o cálculo da tensão induzida por descargas atmosféricas segue dois diferentes enfoques, sendo um deles a abordagem eletromagnética, onde se empregam modelos que partem da solução numérica das equações de Maxwell e admitem a consideração de condutores com orientação espacial arbitrária [19, 20]. A segunda abordagem utiliza modelos por parâmetros distribuídos, usualmente no domínio do tempo [10]. Nesta abordagem, que é adotada no presente trabalho, o cálculo das tensões induzidas por descargas atmosféricas segue as seguintes etapas:

- Modelagem da propagação da corrente de retorno ao longo do canal de descarga através da especificação da corrente na base do canal e posterior aplicação de um modelo de corrente de retorno, que especifica a distribuição espacial e temporal da corrente no canal;

- Cálculo dos campos eletromagnéticos associados à distribuição de correntes no canal em alguns pontos de interesse da linha;
- Avaliação da interação desses campos com linhas aéreas por meio de modelos de acoplamento.

As etapas acima são mais bem definidas e analisadas nos próximos tópicos, onde são discutidos e apresentados alguns dos principais modelos adotados na literatura.

2.3.1. Modelagem da Propagação da Corrente de Retorno ao Longo do Canal de Descarga

A primeira etapa do cálculo de tensões induzidas em linhas aéreas se constitui na modelagem da corrente que se propaga no canal de descarga, chamada de corrente de retorno. Os modelos de corrente de retorno são classificados em quatro categorias: modelos físicos, eletromagnéticos, de circuito a parâmetros distribuídos e de engenharia [1]. À exceção dos modelos físicos, a principal função dos modelos de corrente de retorno é descrever a distribuição de corrente de retorno ao longo do canal de descarga. Para isto, tais modelos admitem usualmente que a corrente parte do nível do solo. Em seguida, cada modelo determina, de acordo com as hipóteses adotadas, a evolução no tempo da onda de corrente em cada posição ao longo do canal, indicando o instante em que a corrente deixa de ser nula naquela posição e a variação instantânea desta corrente até a mesma se anular.

Nos modelos físicos o canal de descarga é representado por equações termodinâmicas que tem como parâmetros de entrada e saída a pressão, a temperatura e a resistência do canal. Sua formulação não é dirigida diretamente ao cálculo de corrente de retorno ao longo do canal.

Os modelos eletromagnéticos representam o canal de descarga como uma antena com perdas, constituída por um conjunto de dipolos, modelada através da solução numérica das equações de Maxwell [21]. Variações dos modelos eletromagnéticos

utilizando uma abordagem híbrida com a teoria de circuitos elétricos também são encontradas na literatura [22].

Os modelos representados por circuitos a parâmetros distribuídos são simplificações dos modelos eletromagnéticos. Nestes modelos, o canal de descarga é representado como uma linha de transmissão vertical, usualmente não-uniforme e não linear. Tais modelos calculam a distribuição da corrente no canal em função do tempo e altura, a partir da formulação da propagação de ondas guiadas ao longo de linhas de transmissão [10].

O modelo de engenharia, dentre os demais modelos de canal de descarga, é a categoria mais empregada no cálculo de tensões induzidas. Neste tipo de modelo prevalece a simplicidade da formulação, sendo o comportamento da onda de corrente ao longo do canal descrito diretamente por uma formulação analítica simplificada. Os modelos de engenharia buscam tão somente observar a concordância entre os campos eletromagnéticos gerados pela distribuição de corrente especificada ao longo do canal com aqueles observados através de medições. A forma da onda de descarga ao longo do canal é definida nos modelos de engenharia por uma função analítica que relaciona a corrente longitudinal em qualquer altura e instante de tempo à onda de corrente injetada na base do canal [23].

Um dos modelos de engenharia mais populares, que é adotado no presente trabalho, é o modelo TL (*Transmission Line*) proposto por Uman e McClain [24]. Este modelo supõe que a corrente injetada na base do canal se propague com velocidade constante sem sofrer atenuação ou distorção. Desta maneira, a forma e a amplitude da onda de corrente permanecem constantes ao longo do canal de descarga. Este modelo assume que nenhuma carga seja removida do canal de descarga durante o processo de propagação de corrente. As equações a seguir regem tal modelo [24].

$$\begin{aligned}
 i(z', t) &= i\left(0, t - \frac{z'}{v}\right) & z' \leq v \cdot t \\
 i(z', t) &= 0 & z' > v \cdot t
 \end{aligned}
 \tag{2.2}$$

Em (2.2), a corrente $i(0,t)$ é a corrente na base do canal, v é a velocidade de propagação e z é a coordenada vertical ao longo do canal.

2.3.2. Cálculo de Campos Eletromagnéticos Gerados por Descargas Atmosféricas

Quando a corrente de retorno flui pelo canal de descarga, um campo eletromagnético intenso é estabelecido em suas proximidades, se propagando a partir desse ponto.

Utilizando o modelo de engenharia TL, obtém-se a distribuição espacial e temporal da corrente de retorno ao longo do canal de descarga. Uma vez determinada tal distribuição, calculam-se os campos eletromagnéticos gerados, o que é usualmente realizado com a representação do canal como uma antena vertical dividida em diversos segmentos filamentosares de corrente. Cada um desses segmentos atua como uma fonte de campo eletromagnético posicionada sobre um plano horizontal condutor perfeito. A geometria do problema é apresentada na Figura 2.5.

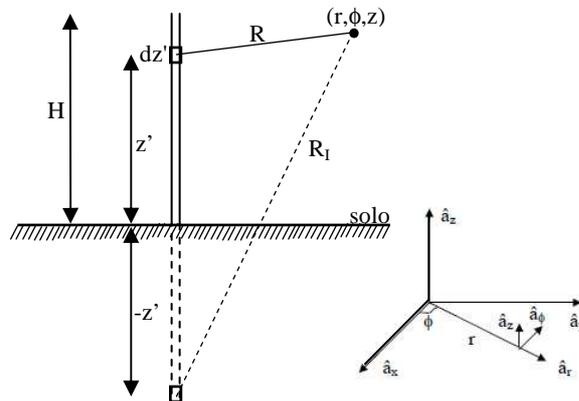


Figura 2.5 - Geometria adotada para o cálculo de campos eletromagnéticos gerados por uma descarga atmosférica (figura adaptada de [10]).

As formulações das componentes vertical e horizontal dos campos elétricos aplicadas neste texto para o cálculo de tensões induzidas por descargas atmosféricas são mostradas em (2.3) e (2.4) [23, 24]. Para esse cálculo, é utilizado como referência o sistema de coordenadas da Figura 2.5, onde $R = \sqrt{r^2 + (z - z')^2}$, r é a distância entre a

base do canal de descarga simulado e o ponto de análise, e z é a altura onde se deseja calcular os campos.

$$E_z(r, z, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \left[\int_{-H}^H \frac{2(z-z')^2 - r^2}{R^5} \int_0^t i\left(z', \tau - \frac{R}{c}\right) d\tau dz' + \int_{-H}^H \frac{2(z-z')^2 - r^2}{cR^4} i\left(z', t - \frac{R}{c}\right) dz' - \int_{-H}^H \frac{r^2}{c^2 R^3} \frac{\partial i\left(z', t - \frac{R}{c}\right)}{\partial t} dz' \right] \quad (2.3)$$

$$E_r(r, z, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \left[\int_{-H}^H \frac{3r(z-z')}{R^5} \int_0^t i\left(z', \tau - \frac{R}{c}\right) d\tau dz' + \int_{-H}^H \frac{3r(z-z')}{cR^4} i\left(z', t - \frac{R}{c}\right) dz' - \int_{-H}^H \frac{r(z-z')}{c^2 R^3} \frac{\partial i\left(z', t - \frac{R}{c}\right)}{\partial t} dz' \right] \quad (2.4)$$

Nas equações para a obtenção dos campos elétricos, os termos que dependem diretamente da integral de corrente, da variação temporal da corrente e da derivada temporal da corrente são denominados parcela eletrostática ou divergente, de indução e de radiação elétrica, respectivamente. Os valores das constantes encontradas nas equações acima são $c = 3 \times 10^8$ m/s, $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m e $\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12}$ F/m.

É possível mostrar que a componente eletrostática dos campos gerados por descargas atmosféricas, a qual resulta do processo de integração da corrente ao longo do canal, cai com o inverso do cubo da distância em relação à fonte ($1/r^3$), a componente induzida cai com o inverso do quadrado da distância ($1/r^2$) e a componente irradiada cai com o inverso da distância ($1/r$).

A premissa de se representar o canal como um condutor retilíneo vertical restringe a modelagem empregada a condições mais próximas àquelas encontradas em descargas subsequentes, em que a presença de ramificações e tortuosidades é menos frequente que em primeiras descargas de retorno. Outro fator importante é que a hipótese de se assumir o solo como um plano condutor perfeito tende a ser uma boa aproximação apenas no cálculo da componente vertical do campo elétrico, na qual a

atenuação e distorção promovidas pelo efeito de um solo com condutividade finita tendem a ser pouco pronunciadas [20, 25].

As análises realizadas nesta dissertação consideram o solo como um plano condutor perfeito. Esta simplificação tende a não introduzir grandes distorções nos resultados obtidos para os casos de incidência frontal da descarga, principalmente em pontos próximos à linha de distribuição [20, 25].

Vale ressaltar que o efeito do solo é importante para o cálculo dos campos eletromagnéticos horizontais gerados por descargas atmosféricas e seus efeitos em linhas de transmissão [20, 25]. Com isso, a aproximação utilizada nesta dissertação de solo condutor perfeito deve ser empregada com cautela. O efeito do solo no cálculo de tensões induzidas pode ser incorporado futuramente nas análises realizadas nesta dissertação através de modificações nos modelos empregados.

2.3.3. Acoplamento Eletromagnético entre Canal de Descarga e Linha

A interação entre os campos gerados pelas correntes de descargas atmosféricas e linhas de distribuição é descrita por modelos de acoplamento. Estes modelos podem seguir duas diferentes abordagens, sendo que a primeira utiliza-se da solução numérica das equações de Maxwell e a segunda emprega modelos por parâmetros distribuídos.

O primeiro modelo, denominado eletromagnético, possui a vantagem de conseguir tratar condutores com orientação espacial arbitrária. Como exemplos de modelos desse tipo é possível citar o HEM [26], que tem sido sistematicamente aplicado no cálculo de tensões induzidas em linhas aéreas [20, 27, 28] e o NEC-2 [19]. O segundo modelo, baseado na teoria de linhas de transmissão, só pode ser aplicado no caso particular de condutores horizontais e paralelos ao plano do solo.

Os principais e mais tradicionais modelos de acoplamento baseados na teoria de linhas de transmissão são descritos nas referências [29-33]. Neste trabalho se utiliza o modelo no domínio do tempo proposto por Agrawal et al. [29]. Este modelo pode ser

implementado na plataforma ATP (*Alternative Transients Program*), que possui bibliotecas com modelos de equipamentos encontrados na rede de distribuição e, além disto, possibilita a modelagem do rompimento dos isoladores, o que é de suma importância neste trabalho.

De acordo com Agrawal, as equações que descrevem o acoplamento entre campos eletromagnéticos produzidos por descargas atmosféricas indiretas e redes de distribuição com múltiplos condutores podem ser escritas como abaixo, tendo como base o sistema de coordenadas da Figura 2.5.

$$\frac{\partial}{\partial x} [V_k^s(x, t)] + [R_{kj}] \cdot [I(x, t)] + [L_{kj}] \frac{\partial}{\partial t} [I_k(x, t)] = [E_{xk}^i(x, h_i) - E_{x0}^i(x, h_0)]$$

$$\frac{\partial}{\partial x} [I_k(x, t)] + [C_{kj}] \frac{\partial}{\partial t} [V_k^s(x, t)] = 0 \quad (2.5)$$

$$V_k(x) = V_k^s(x) + V_k^i(x) = V_k^s(x) - \int_0^{h_k} E_{\xi_k}^i(\xi_k, x) d\xi_k$$

Em (2.5), V^i é a tensão indutora relativa ao campo elétrico vertical incidente, V^s é a tensão espalhada (*scattered*), que representa a resposta da linha à excitação promovida pelos campos eletromagnéticos incidentes, E_x^i é o vetor da componente horizontal do campo elétrico incidente ao logo do eixo x na altura h_i do condutor e $[R_{kj}]$, $[L_{kj}]$ e $[C_{kj}]$ são as matrizes de resistência, indutância e capacitância, respectivamente.

Vale salientar que em (2.5) despreza-se o efeito pelicular no solo e nos condutores. Uma possível solução para essas equações para o caso particular de uma linha monofásica de comprimento d sem perdas é descrita em [10, 32]. Essa solução foi obtida no domínio do tempo e é dada pelas equações a seguir:

$$v_d(t) + Zi_d(t) = v_0(t - \tau) + Zi_0(t - \tau) + v_{FT}(t) + Zi_{FT}(t)$$

$$v_0(t) + Zi_0(t) = v_d(t - \tau) - Zi_d(t - \tau) - v_{FT}(t - \tau) + Zi_{FT}(t - \tau) \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned}
 v_{FT}(t) + Zi_{FT}(t) &= \int_0^d E_x^i(x, h, t - \tau + \frac{x}{c}) dx - \int_0^h E_z^i(d, z, t) dz + \int_0^h E_z^i(0, z, t - \tau) dz \\
 v_{FT}(t) - Zi_{FT}(t) &= \int_0^d E_x^i(x, h, t + \tau - \frac{x}{c}) dx - \int_0^h E_z^i(d, z, t) dz + \int_0^h E_z^i(0, z, t + \tau) dz
 \end{aligned}
 \tag{2.7}$$

Em (2.6) e (2.7), τ é o tempo de transito da linha, Z é sua impedância de surto, $v_0(t)$ e $i_0(t)$ são tensão e corrente no terminal emissor da linha, $v_d(t)$ e $i_d(t)$ são tensão e corrente no terminal receptor, $E_z^i(0, z, t)$ é a componente vertical do campo elétrico incidente no terminal emissor da linha, $E_z^i(d, z, t)$ é a componente vertical do campo elétrico incidente no terminal receptor, e $E_x^i(x, h, t)$ é a componente horizontal do campo elétrico incidente na altura da linha.

Substituindo (2.7) em (2.6), é possível obter equações semelhantes às que descrevem transitórios em linhas de transmissão sem perdas implementadas por Dommel no EMTP [34], sendo possível dizer que estas correspondem a uma versão modificada do método das características.

Partindo de (2.6), pode-se obter o modelo de linha de transmissão evidenciado na Figura 2.6.

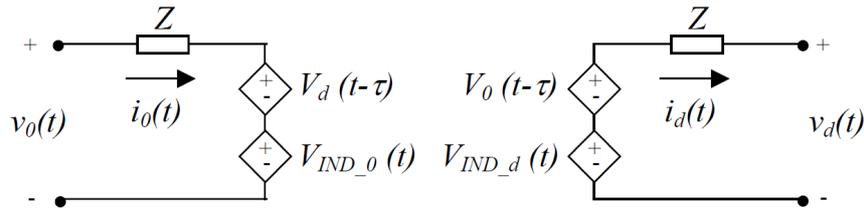


Figura 2.6 – Modelo de linha de transmissão incluindo as fontes de tensão induzida [32] (figura retirada de [10]).

O modelo da Figura 2.6 é obtido usando as seguintes identidades:

$$\begin{aligned}
 V_d(t - \tau) &= v_d(t - \tau) - Zi_d(t - \tau) \\
 V_0(t - \tau) &= v_0(t - \tau) + Zi_d(t - \tau)
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$

Este modelo acrescenta ao modelo utilizado no EMTP duas fontes controladas $V_{IND_0}(t)$ e $V_{IND_d}(t)$, onde:

$$\begin{aligned}V_{IND_0}(t) &= v_{FT}(t) + Zi_{FT}(t) \\V_{IND_d}(t) &= v_{FT}(t) - Zi_{FT}(t)\end{aligned}\tag{2.9}$$

Como V_{IND_0} e V_{IND_d} só dependem dos campos eletromagnéticos incidentes, é possível calcular previamente as tensões indutoras, V_{IND_0} e V_{IND_d} , em todo o intervalo de tempo da análise, bastando para tal saber as coordenadas segundo as quais a linha está orientada e calcular os campos eletromagnéticos nos pontos de interesse [10].

O modelo ilustrado na Figura 2.6 é utilizado nesta dissertação para o cálculo de tensões induzidas por descargas atmosféricas em uma linha de distribuição monofásica considerando a ocorrência de falhas de isolamento.

3 Modelagem Computacional de Isoladores

3.1 Introdução

Para a análise do desempenho de redes de distribuição frente a descargas atmosféricas é importante levar em consideração a ocorrência de falhas de isolamento. O comportamento dos isoladores tem influência nas sobretensões que podem ser transferidas às unidades consumidoras através dos transformadores de distribuição. Além disso, a ocorrência de falhas de isolamento pode causar o desligamento da linha.

O projeto e a coordenação do isolamento são usualmente baseados em formas de onda impulsivas de tensão denominadas ondas padrão. Estas consistem em ondas de tensão com formato dupla exponencial com tempo de frente de $1,2 \mu\text{s}$ e tempo de meia-onda de $50 \mu\text{s}$.

A adoção de uma onda padrão de descarga atmosférica foi uma contribuição necessária e importante para o campo de coordenação de isolamento. Além disso, foi um fator indispensável para a obtenção de uma convenção entre os vários laboratórios de alta tensão para a realização de testes em isoladores, padronizando assim os níveis de isolamento dos equipamentos.

Mesmo que as ondas dupla-exponenciais não reproduzam integralmente as ondas reais de sobretensões que atingem os isoladores, estas apresentam características representativas das ondas reais. Em geral os surtos causados por descargas reais têm frentes de ondas muito curtas e decaimento mais lento, assim como as ondas dupla-exponenciais. É ainda importante ressaltar que este tipo de onda pode ser facilmente gerado em laboratórios de alta e extra-alta tensão.

Através da aplicação em laboratório de ondas impulsivas de tensão com a forma dupla exponencial, é possível caracterizar a suportabilidade de isolamentos. Por meios desses testes são obtidos o CFO (*Critical Flashover Overvoltage*) e as curvas V-t (*Tensão-tempo*).

O CFO corresponde ao valor de pico da onda impulsiva de tensão que, quando aplicada ao isolador, leva a 50% de probabilidade de ruptura. Um dos procedimentos geralmente empregados em laboratório para a obtenção do CFO é o chamado método *up and down* [5]. Este método consiste na aplicação inicial de uma onda de tensão impulsiva dupla-exponencial (1,2/50 μ s) com valor de pico (V_i) próximo ao valor do CFO esperado. Caso ocorra o rompimento do isolador, aplica-se novamente uma onda de mesmo formato com um valor de pico menor que o inicial em ΔV ($V_i - \Delta V$). Caso o isolador suporte a onda aplicada, aumenta-se o pico da tensão inicial aplicada em ΔV . Esse processo ocorre sucessivamente até que se obtenha um conjunto de amostras com confiabilidade estatística mínima. De posse dos valores dos picos de tensão aplicados nos testes em laboratório, o valor do CFO é obtido através uma expressão analítica que pode ser encontrada em [35].

A norma da IEC para estabelecer o CFO, ou $V_{50\%}$, exige a aplicação mínima de 20 ondas impulsivas para isoladores auto-regenerativos. Este modelo tem a vantagem de demandar poucas aplicações de ondas impulsivas e por essa razão é frequentemente utilizado [35].

A curva V-t (*Voltage-Time*) fornece a relação entre o valor de pico de impulsos de tensão de formato específico e o tempo necessário para que certo isolador submetido a esses impulsos seja submetido a uma falha de isolamento. A curva V-t é determinada experimentalmente para uma configuração particular de isolamento e pode ser

representada através de equações empíricas. Uma desvantagem da curva V-t é que ela conecta valores de tensão e tempo que não ocorrem no mesmo instante. Com isso, para ondas oscilatórias e alguns outros tipos de formas de onda, uma definição adequada da forma de onda a ser usada para a curva V-t se torna difícil ou até mesmo impossível. Isso restringe o uso dessas curvas à determinação da suportabilidade de isolamentos a impulsos atmosféricos, que são o objeto deste trabalho.

Ainda que o CFO e a curva V-t associados a certa configuração de isoladores forneçam importantes informações a respeito de seu comportamento frente a sobretensões impulsivas, em situações reais a aplicação desses parâmetros deve ser feita com cautela. Isso ocorre porque, com a grande variação das características das descargas atmosféricas e os efeitos modificadores dos componentes do sistema de potência, verifica-se uma grande diversidade de formas de onda de tensão que podem atingir os equipamentos instalados. Isso reforça a importância de se avaliar o desempenho do isolamento quando submetido a ondas de tensão não-padronizadas.

Essa necessidade tem sido evidenciada desde 1941, quando Hagenguth [3] realizou uma série de ensaios com a aplicação de várias formas de onda em isoladores e concluiu que o simples uso da curva V-t padrão não seria adequado para determinar a suportabilidade frente a impulsos com formas de onda não-padronizadas [36].

Alguns métodos analíticos que fornecem consistentes meios de avaliação da suportabilidade de isolamentos vêm sendo estudados ao longo das últimas décadas. Esses métodos têm como base o processo de ruptura em gases e permitem estimar o tempo necessário para que a ruptura aconteça quando os isoladores são submetidos a formas de onda não-padronizadas. Nessa dissertação, emprega-se um dos métodos em questão para o cálculo de tensões induzidas por descargas atmosféricas considerando-se a ocorrência de falhas de isolamento. Esse método, denominado Método da Integração, é discutido a seguir.

3.2 O Método da Integração

Com o intuito de reproduzir a curva V-t de isoladores solicitados por sobretensões com formas de onda não-padronizadas causadas por descargas atmosféricas, diversos trabalhos têm sido feitos por diferentes pesquisadores. Nesses trabalhos tem sido propostos modelos com diferentes características. Alguns desses modelos são baseados na física do processo de descarga ao longo do isolamento [37-39]; outros são baseados em métodos de integração [7, 9, 40, 41], ou em fórmulas empíricas [42, 43]. Neste trabalho discute-se em mais detalhes o método de integração.

A maneira mais conveniente de se modelar o problema do tempo de ruptura do isolamento para formas de onda não padronizadas é desenvolver um procedimento analítico de predição baseado nos dados de rompimento obtidos com a aplicação sucessiva da onda padrão, e então prever o desempenho do isolamento como uma função de um ou mais parâmetros significativos das ondas de tensão com formatos não padronizados.

Esta é a base do método de integração de Witzke e Bliss, que foi desenvolvido quando esses pesquisadores investigaram a distância máxima permitida entre equipamentos e pára-raios de proteção [44, 45]. Outro método, baseado no princípio do modelo de Witzke e Bliss e denominado modelo DE (*Disruptive Effect*), foi proposto por Kind [40]. Esse modelo foi posteriormente estendido por Darveniza [7, 46] e depois modificado por Chowdhuri *et al.* [9, 47].

Algumas premissas básicas são comuns em todos os métodos de predição que se baseiam no método de Witzke e Bliss. Estas são dispostas a seguir.

- Existe uma tensão mínima que precisa ser excedida antes que qualquer processo de ruptura possa começar (ou continuar), ou seja, uma tensão que o isolador pode suportar indefinidamente;

- O tempo subsequente para o rompimento do isolamento não depende somente da magnitude da tensão aplicada, mas também do tempo ao qual este ficou submetido a esta tensão;
- A tensão e o tempo não têm a mesma influência no efeito disruptivo causado pelo surto.

O conceito do método DE se baseia na ideia de que existe um efeito disruptivo básico, DE_B , para cada arranjo de isoladores. Caso a onda não-padronizada alcance um valor de DE que exceda o valor base referente ao arranjo, verifica-se a ocorrência de uma falha de isolamento.

O método DE adota a hipótese de que o efeito disruptivo é função tanto da magnitude da tensão quanto do tempo ao qual o isolador fica submetido ao impulso. Entretanto, esses dois fatores não exercem sua influência da mesma forma no processo de rompimento. Ao introduzir duas constantes no modelo, possibilita-se uma variação nos pesos relativos dados à magnitude e ao tempo da tensão. Logo, o efeito disruptivo (DE) de um surto aplicado ao isolador pode ser definido por [46]:

$$DE = \int_{t_0}^{t_b} [e(t) - E_0]^k dt \quad (3.1)$$

onde

- $e(t)$ é a tensão aplicada em função do tempo;
- E_0 é tensão mínima para que o processo de ruptura se inicie;
- t_0 é o tempo em que $e(t)$ excede pela primeira vez o valor de E_0 ;
- t_b é o instante em que ocorre o rompimento do isolamento;
- k é uma constante empírica;
- DE é o valor do efeito disruptivo.

Para o uso de (3.1) é necessário obter as constantes relacionadas acima. Para isso, são utilizados dados provenientes de ensaios de suportabilidade do isolador. Esses ensaios fornecem os valores máximos das ondas impulsivas de tensão aplicadas em função dos tempos de rompimento. Após determinadas as constantes necessárias em

(3.1), é possível usar essa equação para a composição da curva V-t considerando a incidência de outros tipos de ondas impulsivas (não-padronizadas). Para isso, considera-se que a falha de isolamento ocorre no instante t_b em que a integral atinge o valor de DE_B , lembrando que este é relativo ao valor de DE obtido com os dados provenientes das ondas padronizadas. Logo, é possível concluir que o valor de DE_B é único para cada arranjo de isoladores e serve como base para a predição do tempo necessário para o rompimento do isolador frente a ondas de tensão não-padronizadas [46].

O método da integração pode ser aplicado na modelagem de isoladores cujo isolamento apresenta propriedades auto-regenerativas, como é o caso de isoladores utilizados em linhas aéreas em que o isolante é o ar. Caso o isolamento não seja auto-regenerativo, como em equipamentos isolados com papel impregnado, o método da integração não é indicado. Para esses casos, métodos subjetivos que envolvam a comparação entre a sobretensão no isolamento e a sua suportabilidade devem ser implementados.

3.3 Critérios de seleção dos parâmetros do Método da Integração

Não existe consenso com relação ao método mais adequado e eficiente para a determinação dos parâmetros necessários ao método de integração. Por essa razão, nesta seção são apresentadas três diferentes abordagens desenvolvidas com essa finalidade. A primeira, proposta nesta dissertação, parte da solução da equação (3.1) utilizando o método de Newton em conjunto com pares tensão/tempo retirados das curvas V-t obtidas em ensaios laboratoriais com ondas padronizadas. A segunda abordagem se baseia no método de menor variância proposto em [41]. Finalmente, na terceira abordagem faz-se referência à metodologia proposta por Hileman [5].

3.3.1. Seleção de parâmetros do método de integração utilizando o método de Newton

A princípio, as constantes E_0 e k presentes em (3.1) podem ser obtidas através da solução simultânea de (3.2) e (3.3) usando pares tensão/tempo de ruptura obtidos com ondas padronizadas e considerando que o efeito disruptivo seja único para cada tipo de arranjo de isoladores. No caso particular das equações (3.2) e (3.3) são indicados três pares tensão/tempo de ruptura denotados por $e_1(t)$ e t_{b1} , $e_2(t)$ e t_{b2} , e $e_3(t)$ e t_{b3} .

$$\int_{t_0}^{t_{b1}} [e_1(t) - E_0]^k dt = \int_{t_0}^{t_{b2}} [e_2(t) - E_0]^k dt \quad (3.2)$$

$$\int_{t_0}^{t_{b2}} [e_2(t) - E_0]^k dt = \int_{t_0}^{t_{b3}} [e_3(t) - E_0]^k dt \quad (3.3)$$

No entanto, durante a aplicação do método de integração foram encontradas dificuldades na seleção de um conjunto de constantes que pudessem representar precisamente a suportabilidade dos isoladores, sendo considerada impossível a obtenção de uma solução analítica exata a partir de (3.2) e (3.3). De fato, a solução de (3.2) e (3.3) exige o emprego de métodos iterativos de solução de sistemas de equações não-lineares, que retornem resultados com uma precisão aceitável para as aplicações de engenharia.

Um método amplamente utilizado para resolver sistemas de equações não lineares é o Método de Newton [48]. Este é um método iterativo que tem como objetivo encontrar a raiz de uma função partindo de uma estimativa inicial x^0 , supondo que a próxima estimativa possa ser calculada através da tangente no ponto $(x^0, f(x^0))$, ou seja, a derivada de x^0 . No problema em questão é possível reescrever (3.2) e (3.3) como um sistema de n equações e n incógnitas:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

Com isto, o objetivo se torna encontrar o conjunto de n variáveis que retorne o valor nulo das n equações. Assim como para o caso de uma única função, onde o método de Newton requer o cálculo da derivada da função em torno de x^0 para encontrar x^1 , para o sistema (3.4) faz-se o mesmo para todas as n equações conforme indicado em (3.5).

$$\begin{aligned}
 f_1(x_1^{k+1}, x_2^{k+1}, \dots, x_n^{k+1}) &= f_1(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) + \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} \cdot (x_1^{k+1} - x_1^k) \\
 &+ \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} \cdot (x_2^{k+1} - x_2^k) + \dots + \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \cdot (x_n^{k+1} - x_n^k) \\
 \\
 f_2(x_1^{k+1}, x_2^{k+1}, \dots, x_n^{k+1}) &= f_2(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) + \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} \cdot (x_1^{k+1} - x_1^k) \\
 &+ \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} \cdot (x_2^{k+1} - x_2^k) + \dots + \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \cdot (x_n^{k+1} - x_n^k) \\
 &\vdots \\
 \\
 f_n(x_1^{k+1}, x_2^{k+1}, \dots, x_n^{k+1}) &= f_n(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) + \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} \cdot (x_1^{k+1} - x_1^k) \\
 &+ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} \cdot (x_2^{k+1} - x_2^k) + \dots + \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \cdot (x_n^{k+1} - x_n^k)
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

Como a intenção é encontrar os valores de x_i^{k+1} que zerem as funções, as equações mostradas (3.5) são rearranjadas de forma que $f_1(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k)$, $f_1(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k), \dots, f_n(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) = 0$:

$$\begin{aligned}
 -f_1(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) &= \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} \cdot (x_1^{k+1} - x_1^k) + \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} \cdot (x_2^{k+1} - x_2^k) + \dots \\
 &\quad + \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \cdot (x_n^{k+1} - x_n^k) \\
 -f_2(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) &= \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} \cdot (x_1^{k+1} - x_1^k) + \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} \cdot (x_2^{k+1} - x_2^k) + \dots \\
 &\quad + \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \cdot (x_n^{k+1} - x_n^k) \\
 &\quad \vdots \\
 -f_n(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) &= \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} \cdot (x_1^{k+1} - x_1^k) + \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} \cdot (x_2^{k+1} - x_2^k) + \dots \\
 &\quad + \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \cdot (x_n^{k+1} - x_n^k)
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

Conforme evidenciado em (3.6), o sistema deixa de ser não linear e passa a ser linear, podendo ser representado na forma matricial a seguir.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} -f_1(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) \\ -f_2(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) \\ \vdots \\ -f_n(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) \end{bmatrix}}_{-F_k} = \underbrace{\begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_{x_1=x_1^k} & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_{x_1=x_1^k} \\ \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_{x_1=x_1^k} & \dots & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_{x_1=x_1^k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_{x_1=x_1^k} & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_{x_1=x_1^k} \end{bmatrix}}_{J_k} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} (x_1^{k+1} - x_1^k) \\ (x_2^{k+1} - x_2^k) \\ \vdots \\ (x_n^{k+1} - x_n^k) \end{bmatrix}}_{X_{k+1} - X_k} \tag{3.7}$$

A partir da representação matricial (3.7) é possível isolar o vetor X_{k+1} e obter a seguinte equação, que retorna a solução do sistema em questão, onde J_k é chamada de matriz jacobiana para cada iteração k .

$$X_{k+1} = X_k - J_k^{-1} \cdot F_k \tag{3.8}$$

A solução pode ser limitada por um número máximo de iterações ou pela obtenção da precisão almejada para a resposta. Pela equação (3.8), o método de Newton necessita de um vetor com as estimativas iniciais e de uma matriz com as derivadas

parciais analíticas de cada função. Embora não possua convergência garantida, este método é conveniente devido à sua velocidade.

No presente texto, para empregar o método de Newton na obtenção dos parâmetros necessários para o método de integração, foi necessário adotar a simplificação de que $k=1$. Esta simplificação dá origem ao critério das áreas iguais, indicado abaixo.

$$DE = \int_{t_0}^{t_b} [e(t) - E_0] dt \quad (3.9)$$

A equação (3.9) foi proposta por Kind e, uma vez ajustada usando os dados de ruptura obtidos com os impulsos atmosféricos padronizados, prevê a curva V-t de ondas impulsivas não-padronizadas com precisão satisfatória. A principal dificuldade deste método é a seleção do valor atribuído a E_0 , lembrando que, fisicamente, este está relacionado à mínima tensão capaz de iniciar um processo de ruptura. Para obter os parâmetros através da solução de (3.9) com o método de Newton foi implementada uma rotina computacional no MATLAB em que se utilizam como dados de entrada dois pares de pontos retirados da curva V-t obtida em laboratório com a aplicação de uma onda de tensão padronizada.

3.3.2. Método de Menor Variância

Vários pesquisadores buscaram aproximações empíricas para a obtenção dos parâmetros do método de integração. Uma das aproximações em questão é o método de menor variância proposto por Ancajima [41].

O método de Ancajima depende do cálculo numérico da integral contida em (3.9). Para isso, seleciona-se a tensão E_0 , juntamente com o valor de DE, com base em N pontos da curva V-t obtida experimentalmente, conforme o procedimento descrito a seguir.

O valor de E_0 é variado em uma faixa entre 10% e 90% da tensão crítica de ruptura, o CFO, ou $V_{50\%}$. Para cada valor de E_0 calculam-se os valores de DE para cada par de pontos da curva V-t, pontos estes obtidos em experimentos laboratoriais efetuados com ondas padronizadas. Com os valores de DE relativos a uma tensão E_0 , é possível obter o desvio padrão (σ_{DE}) dos valores de DE [41].

Com isso avaliam-se os desvios padrões dos valores de DE relativos a cada valor de E_0 , onde o valor de E_0 que gerar o menor desvio padrão é adotado no método de integração. O valor de DE é então obtido como a média dos valores dos efeitos disruptivos obtidos com o valor de E_0 anteriormente citado. Fica claro que estes parâmetros constituem uma indicação da precisão da reprodução da característica completa da curva V-t.

Com isto, procurar uma “reconstrução ótima” significa selecionar o valor de E_0 que retorna os valores de DE com o mínimo desvio padrão (σ_{DE}).

3.3.3.O método de Hileman

A terceira maneira de obtenção dos parâmetros do método de integração a ser considerada nesta dissertação foi proposta por Hileman [5], onde são propostas duas equações baseadas no CFO de isoladores de porcelana.

$$DE_B = 1,1506 * (CFO)^k \quad k = 1,36 \quad \frac{E_0}{CFO} = 0,770 \quad (3.10)$$

3.4 Análise Comparativa

Com o intuito de demonstrar a funcionalidade dos diferentes métodos de seleção de parâmetros discutidos na Seção 3.3, foram realizados ensaios no Laboratório de Extra Alta Tensão (LEAT) da Universidade Federal de Minas Gerais. Estes ensaios visaram à obtenção das curvas V-t de isoladores do tipo pino de 15 e 25 kV utilizados em redes de distribuição aéreas. Através da aplicação de ondas impulsivas de tensão no

isolador central instalado na cruzeta de madeira ilustrada na Figura 3.1, foram obtidas curvas V-t e o CFO correspondentes às configurações analisadas.

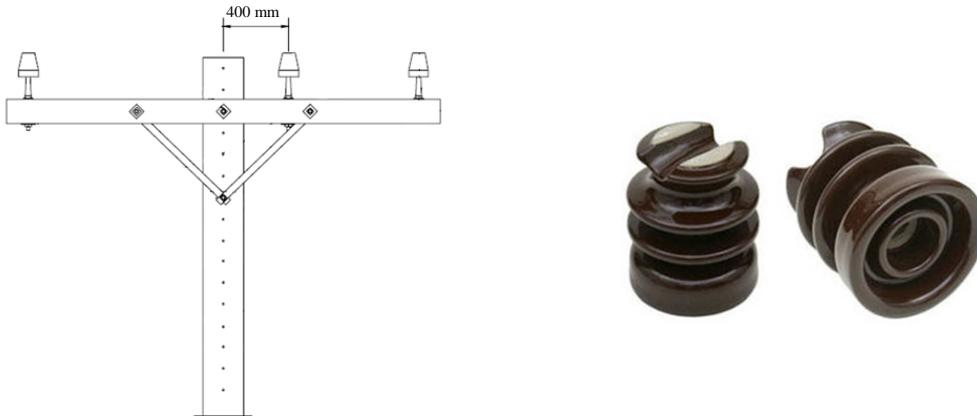


Figura 3.1 – Arranjo e isolador utilizados nos ensaios em laboratório.

De posse dos dados obtidos em laboratório foram encontrados os parâmetros do método de integração utilizando os três métodos discutidos na Seção 3.3 para os isoladores de 15 e 25 kV, considerando-se uma distância de 40 centímetros de madeira entre o isolador central e o poste de concreto. Para o Método de Newton e para o Método de Menor Variância foi utilizado $k=1$. As Tabelas 3.1 e 3.2 contêm os parâmetros obtidos com os métodos em questão.

Tabela 3.1 – Parâmetros obtidos e utilizados na obtenção das curvas V-t do isolador de 15 kV, considerando o isolador instalado em uma cruzeta de madeira e localizado a 40 cm do poste.

Método	DE_B (kV/ μ s)	E_0 (kV)	k
Newton	259,90	132,38	1
Menor Variância (Ancajima)	295,85	115,5	1
Hileman	1193,17	127,05	1,36

Tabela 3.2 – Parâmetros obtidos e utilizados na obtenção das curvas V-t do isolador de 25 kV, considerando o isolador instalado em uma cruzeta de madeira e localizado a 40 cm do poste.

Método	DE_B (kV/ μ s)	E_0 (kV)	k
Newton	298,03	125,93	1
Menor Variância (Ancajima)	329,84	123,83	1
Hileman	1311,70	136,21	1,36

Utilizando os parâmetros obtidos, foram sintetizadas as curvas V-t dos isoladores em questão empregando o método de integração. As Figuras 3.2 e 3.3 apresentam os dados dos ensaios e as curvas estimadas.

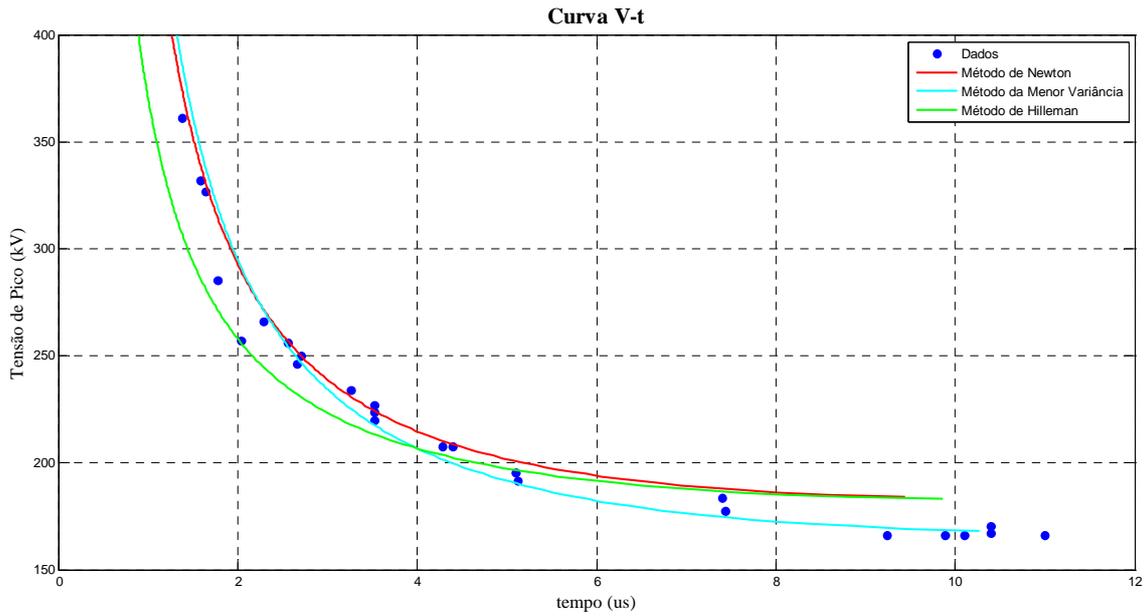


Figura 3.2 – Dados de ensaios e Curvas V-t do isolador de 15 kV obtidas com o Método de Integração.

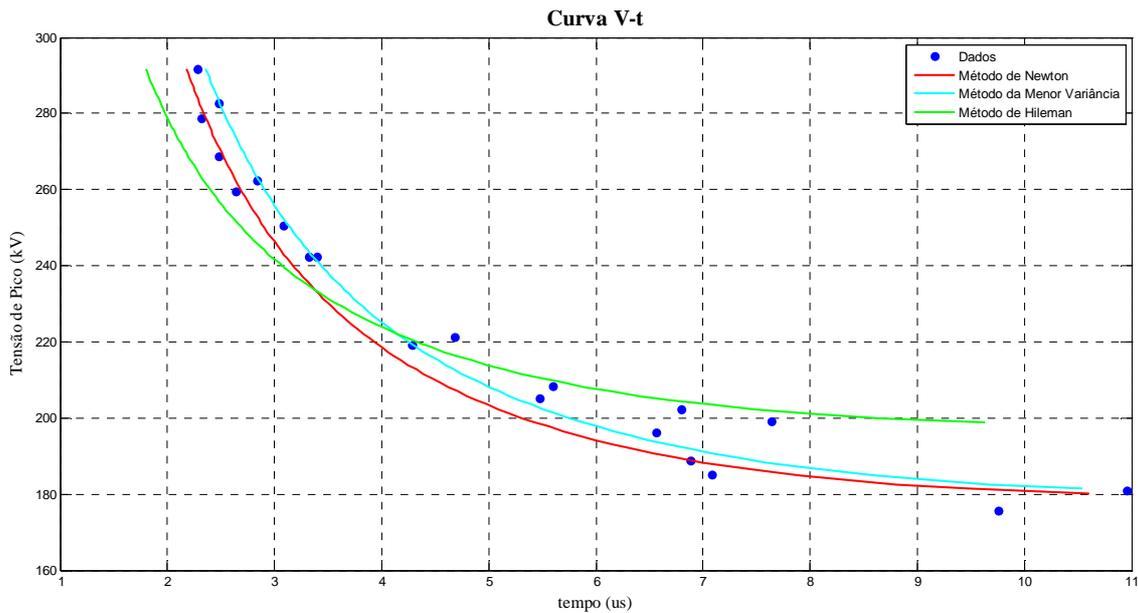


Figura 3.3 – Dados de ensaios e Curvas V-t do isolador de 25 kV obtidas com o Método de Integração

A partir da Figura 3.2, percebe-se que para o isolador de 15 kV todos os métodos reproduziram de maneira aceitável as características e a tendência dos dados experimentais. Entretanto, o que obteve melhor ajuste foi o que faz uso da menor variância do valor de DE para a obtenção dos parâmetros do método da integração [41]. Em particular, a curva V-t obtida com este método foi a única a tender para o valor do CFO do isolador. No caso do isolador analisado este valor é de 165 kV.

Como é possível notar na Figura 3.3, para o caso do isolador de 25 kV a curva obtida com os parâmetros propostos por Hileman não representa bem os dados obtidos em laboratório. Em contrapartida, os outros dois métodos conseguiram sintetizar bem os dados experimentais, sendo possível perceber que as curvas tendem para o valor do CFO do isolador de 25 kV, que é de aproximadamente 180 kV.

A possível explicação para que o método de Newton não consiga determinar os parâmetros que melhor reproduzam os dados obtidos em laboratório é que este faz uso de somente dois pares de pontos ao considerar $k=1$ no método da integração. Essa dificuldade poderia ser contornada com a solução do problema a partir de três pares de pontos para o caso geral em que $k \neq 1$, o que contudo está além do escopo desta dissertação. Quanto ao método proposto por Hileman, esse foi desenvolvido para isoladores de linhas de transmissão, que possuem características diferentes dos isoladores de distribuição analisados.

Com base nos resultados obtidos e em sua simplicidade de implementação, optou-se por priorizar nesta dissertação o método da menor variância para a determinação dos parâmetros a serem utilizados no método DE.

4 Estudo de Caso de Sobretensões em Linha Monofásica

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados resultados do cálculo de sobretensões causadas por descargas atmosféricas incidentes nas proximidades das redes de distribuição de energia elétrica considerando a modelagem do rompimento dos isoladores. Para isso, são aplicadas as teorias e modelos discutidos nos capítulos anteriores. Também são apresentados modelos propostos na literatura para a representação de equipamentos e cargas que compõem a rede de distribuição de energia elétrica. Estes são fundamentais para uma análise mais realística das sobretensões incidentes no sistema avaliado.

Nas análises apresentadas, são considerados diferentes modelos de isoladores adotados na literatura, visando demonstrar a importância de modelos mais elaborados para o cálculo de tensões induzidas na presença de falhas de isolamento. Para isto, emprega-se uma configuração de rede monofásica com características de redes de distribuição reais.

4.2 Metodologia Utilizada

Para a simulação do sistema proposto foi utilizado o ATP (*Alternative Transients Program*), que é um programa para a simulação digital de fenômenos transitórios em circuitos elétricos. Com este programa, redes complexas podem ser simuladas utilizando tanto a vasta biblioteca de componentes já disponível quanto modelos implementados pelo usuário. No último caso merece destaque a plataforma MODELS, que permite a modelagem de sistemas de controle e componentes com características não lineares, como por exemplo, arcos elétricos e o efeito corona, por meio de algoritmos escritos pelo usuário. A MODELS também permite a implementação dos modelos necessários para o cálculo de tensões induzidas por descargas atmosféricas e a modelagem do rompimento de isoladores no domínio do tempo. Essa ferramenta admite ainda a utilização desses modelos em diferentes configurações, o que é essencial para o estudo de redes de distribuição de energia elétrica, que podem possuir diferentes e complexas topologias [49].

O cálculo de tensões induzidas exige que primeiramente seja sintetizada uma onda de corrente que caracterize as descargas atmosféricas de maneira adequada. Para isso, são utilizadas as formas de onda ilustradas nas Figuras 2.3 e 2.4, que representam, respectivamente, primeiras correntes de retorno e descargas subsequentes medianas medidas na Estação do Morro do Cachimbo. Com a definição da onda de corrente da descarga atmosférica, calculam-se os campos elétricos verticais nas extremidades da linha e os campos elétricos horizontais distribuídos ao longo de sua extensão, em uma altura h . Para o cálculo dos campos elétricos utiliza-se o modelo de corrente de retorno TL, juntamente com as equações (2.3) e (2.4), desconsiderando-se a presença da linha e utilizando-se somente as coordenadas da rede de distribuição e do local de incidência da descarga.

As Figuras 4.1 e 4.2 ilustram, a título de exemplo, os campos elétricos verticais e horizontais calculados na extremidade de uma linha de 1000 metros de comprimento para a incidência de descargas atmosféricas a distâncias de 50, 500 e 1000 metros do centro da linha. Nos cálculos, foi considerada a forma de onda de corrente de descargas subsequentes medianas medidas na Estação do Morro do Cachimbo.

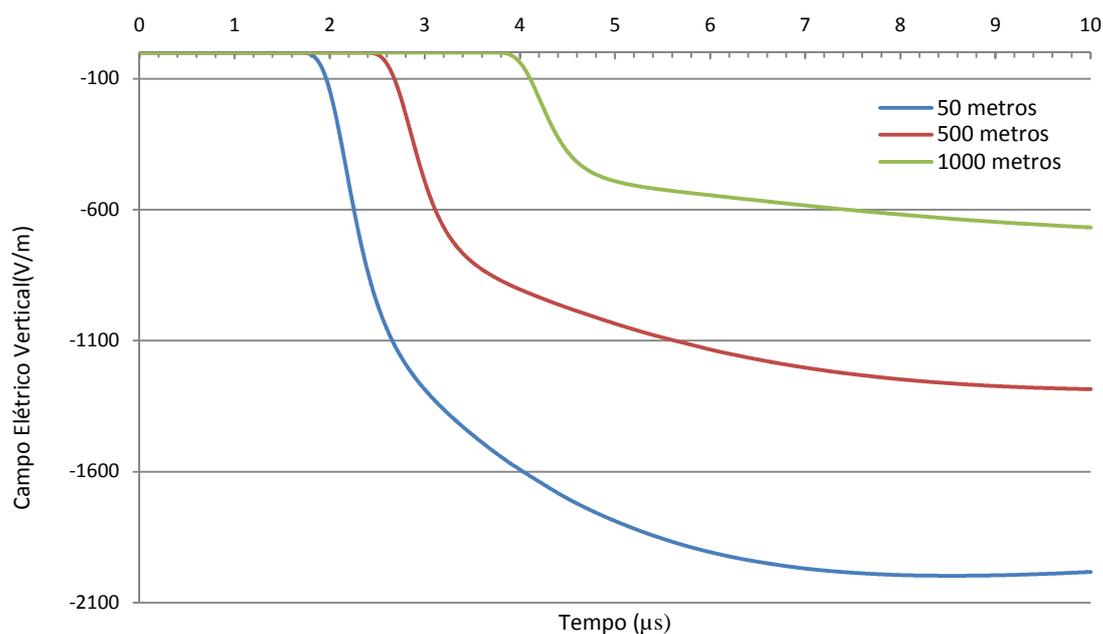


Figura 4.1 - Campos elétricos verticais ao nível do solo nas extremidades da linha.

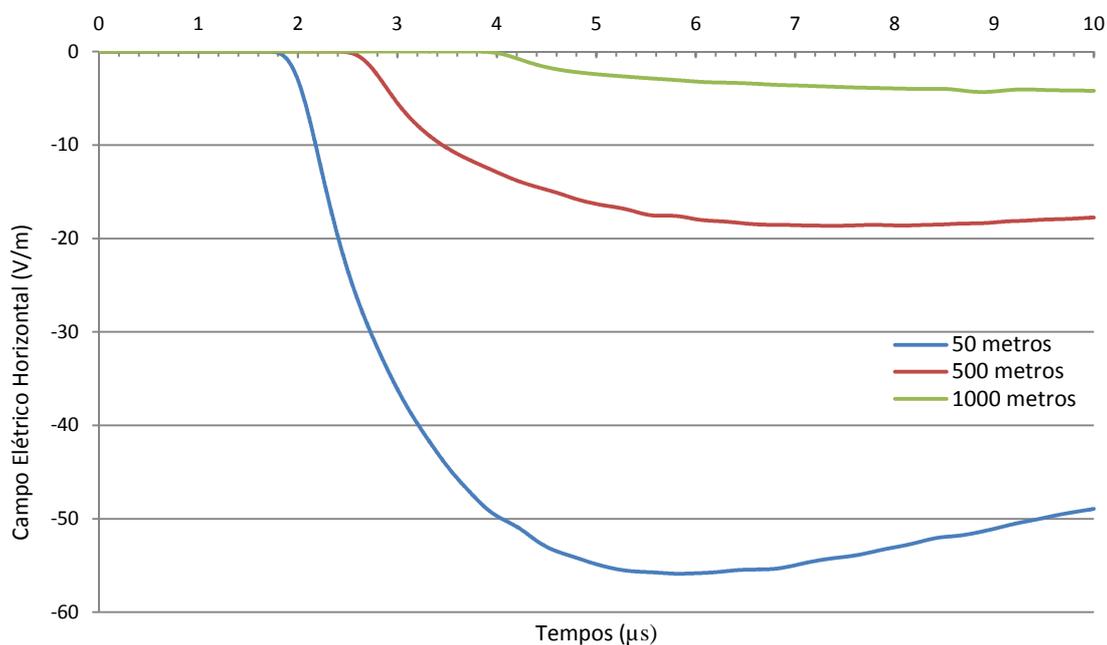


Figura 4.2 - Campos elétricos horizontais a 10 m de altura na extremidade da linha.

De posse dos campos elétricos incidentes, é possível calcular as tensões induzidas na linha utilizando o modelo de linha de transmissão mostrado na Figura 2.6 e apresentado no Capítulo 2. As fontes históricas de tensão, que caracterizam a

propagação das ondas nas linhas, são dadas por (2.8), enquanto as fontes de tensão indutoras são regidas por (2.9). Fazendo uso do mesmo sistema do exemplo anterior, foram calculados os valores das fontes de tensão indutoras para diferentes distâncias do ponto de incidência de descarga utilizando o MATLAB. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 4.3.

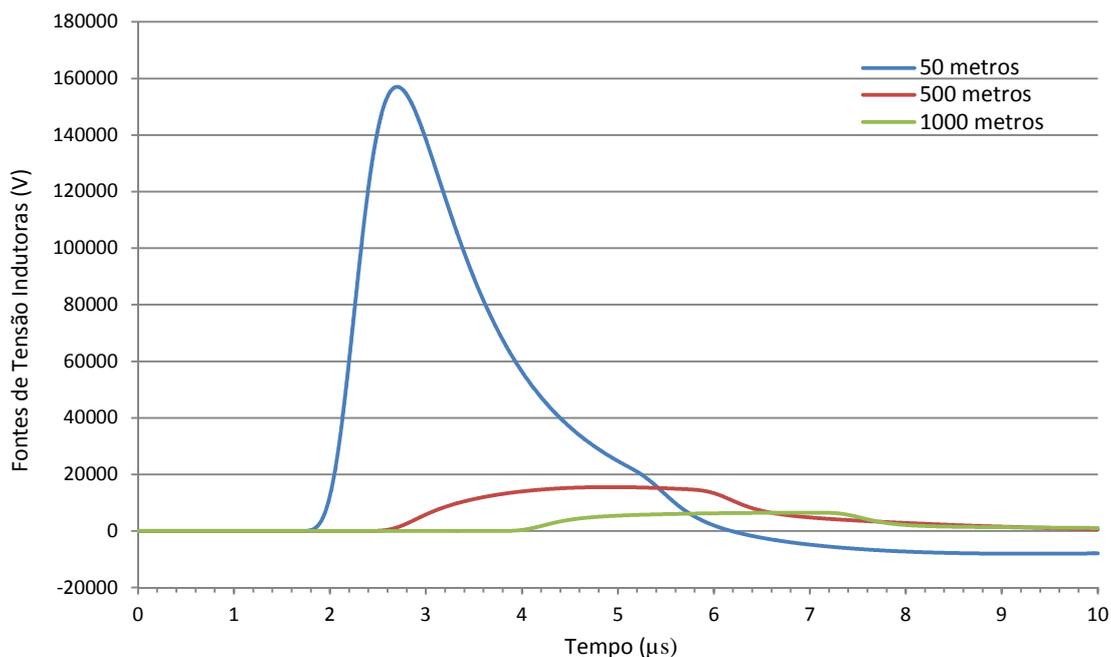


Figura 4.3 - Fontes de tensão indutoras - V_{IND_0} e V_{IND_d} .

Os códigos computacionais empregados para a obtenção dos resultados ilustrados nas Figuras 4.1 a 4.3 foram em seguida implementados na plataforma MODELS do ATP. Com o intuito de validar o modelo implementado na MODELS, que possui um número limitado de ferramentas e facilidades em relação ao MATLAB, foram realizadas comparações entre ambos os modelos tendo como base os valores das fontes indutoras de tensão associadas à incidência central de uma descarga a 50 m da linha de 1000 m de comprimento considerada no exemplo anterior. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 4.4, que indica que o código implementado na plataforma MODELS disponível no ATP leva a valores muito próximos aos valores obtidos no MATLAB.

Ainda utilizando a mesma configuração de rede empregada nos exemplos anteriores para o cálculo de campos elétricos e a obtenção das fontes indutoras, foram computadas, no ATP, as tensões induzidas nos extremos e no centro da linha de distribuição em questão. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 4.5.

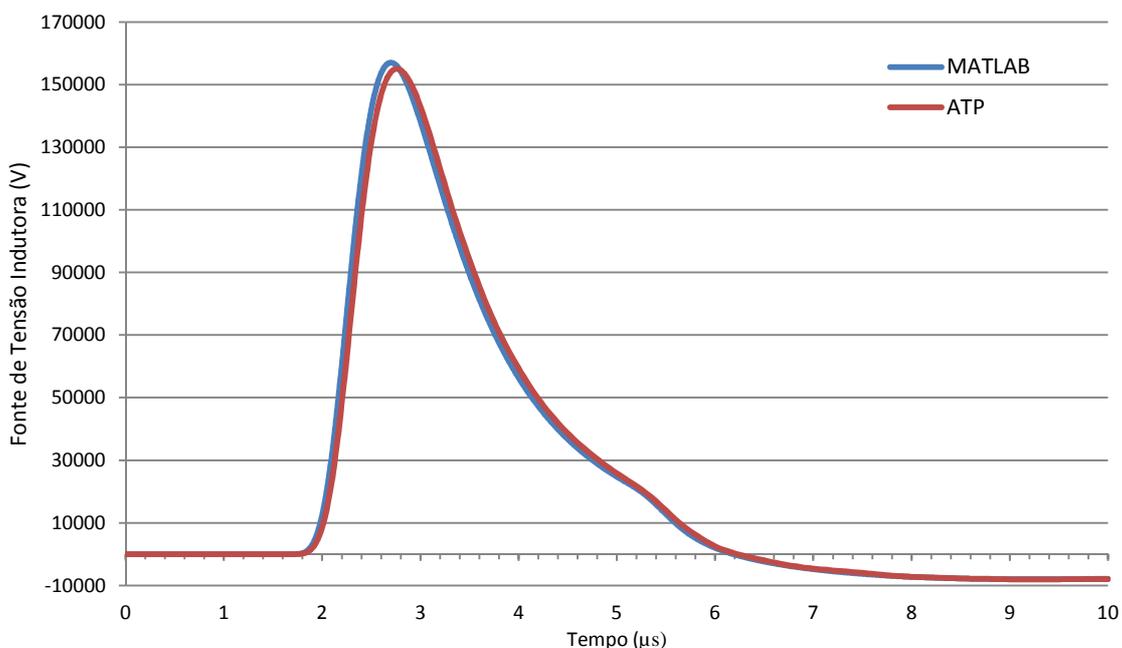


Figura 4.4 - Fontes de tensão indutoras calculadas no MATLAB e no ATP.

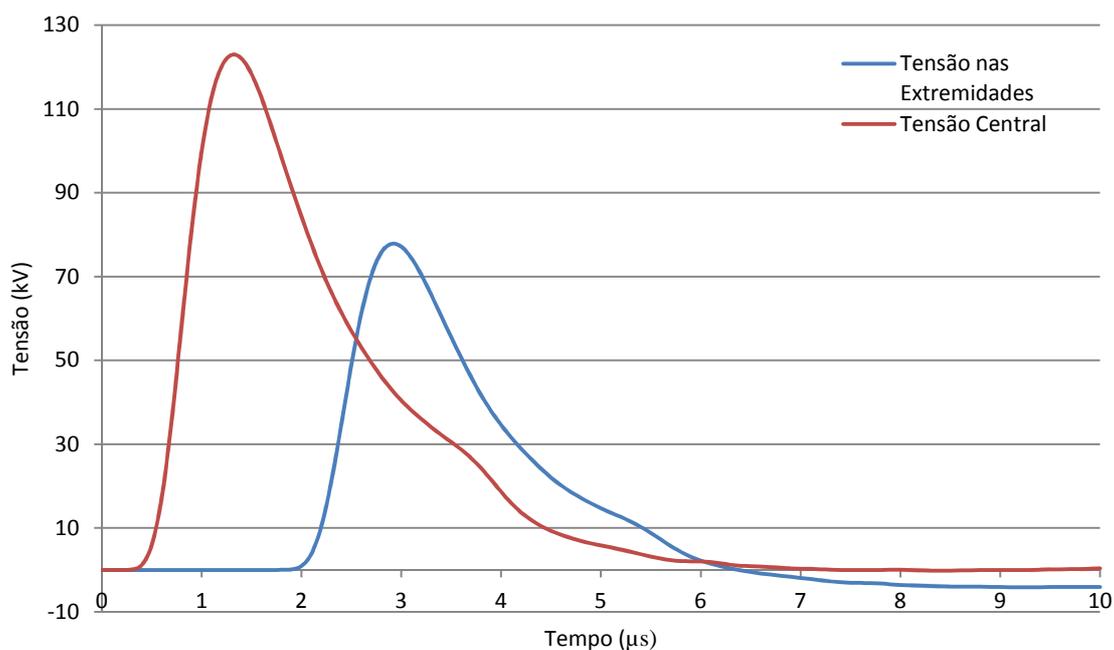


Figura 4.5 - Tensões Induzidas em uma linha de 1000 m para uma incidência central a 50 m da linha.

A plataforma MODELS também foi utilizada para a modelagem do método de integração detalhado no Capítulo 3. O modelo em questão é utilizado neste capítulo para descrever a ocorrência de falhas de isolamento na simulação de tensões induzidas em linhas aéreas por descargas atmosféricas indiretas.

A Figura 4.6 ilustra um fluxograma que resume o procedimento de cálculo de tensões induzidas em linhas aéreas adotado neste capítulo e sua implementação no ATP, incluindo os parâmetros de entrada necessários para as simulações.

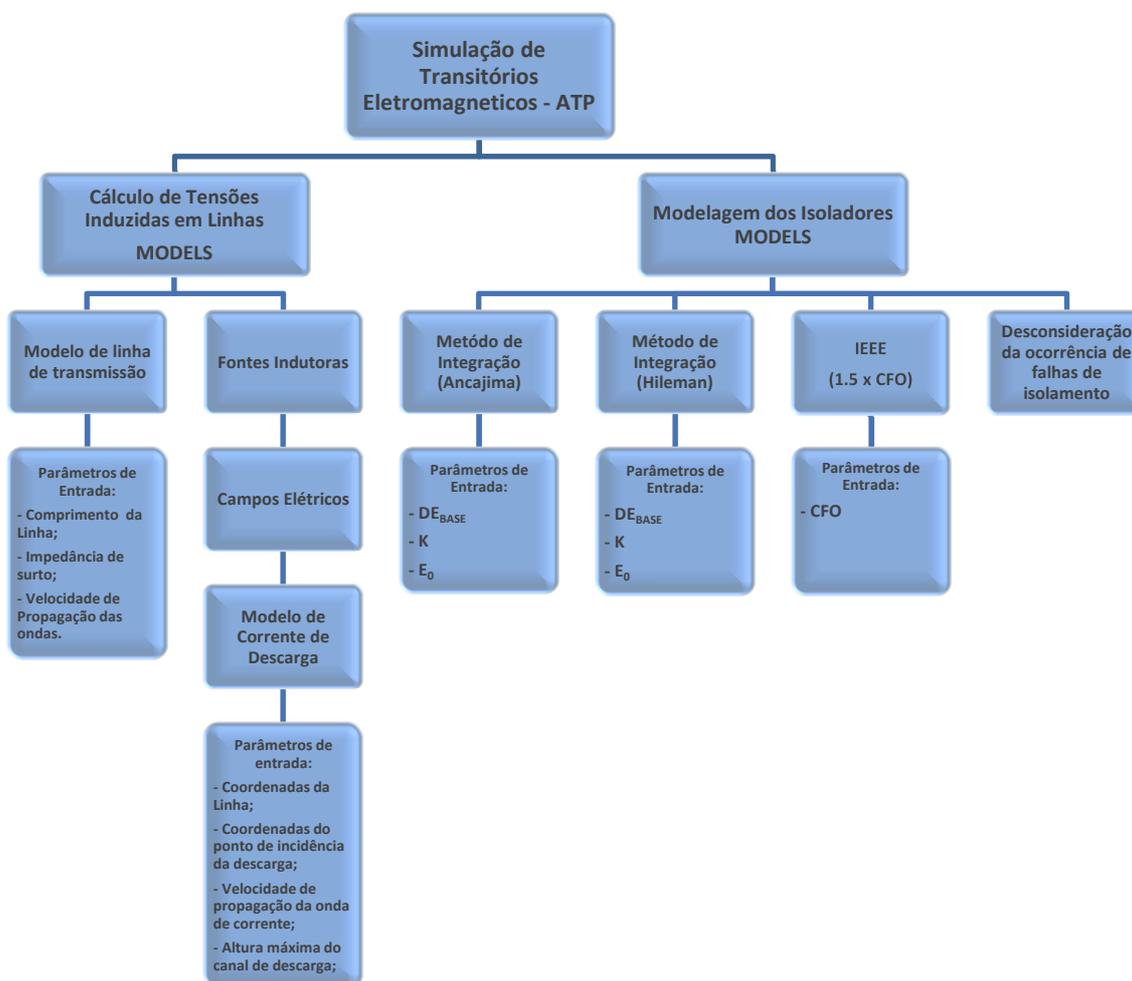


Figura 4.6 – Fluxograma do processo de cálculo de tensões induzidas em redes de distribuição considerando o rompimento de isoladores.

4.3 Sistema de Distribuição Adotado na Simulação

O sistema simulado neste capítulo visa caracterizar uma rede de distribuição de 13,8 kV comumente usada pelas concessionárias brasileiras em áreas rurais. Apesar de o sistema de distribuição de energia elétrica, em geral, ser trifásico, será avaliada uma rede monofásica. Isso simplifica os cálculos e simulações sem afetar as conclusões desta dissertação.

A rede monofásica avaliada considera o retorno de corrente pela terra, o que geralmente ocorre em áreas não urbanas devido ao furto do condutor neutro. As coordenadas e tipos de poste, o condutor utilizado, e o posicionamento dos pára-raios, transformadores e consumidores foram retirados de um sistema real da Companhia Energética de Brasília. A configuração da rede analisada, representada na Figura 4.7, foi retirada de um tronco de um circuito rural que atende a quatro unidades consumidoras. O trecho em questão possui 970 metros de extensão. A extremidade da linha que representa o restante do circuito, caracterizada pelo poste P11, foi casada para impedir os efeitos de reflexões.

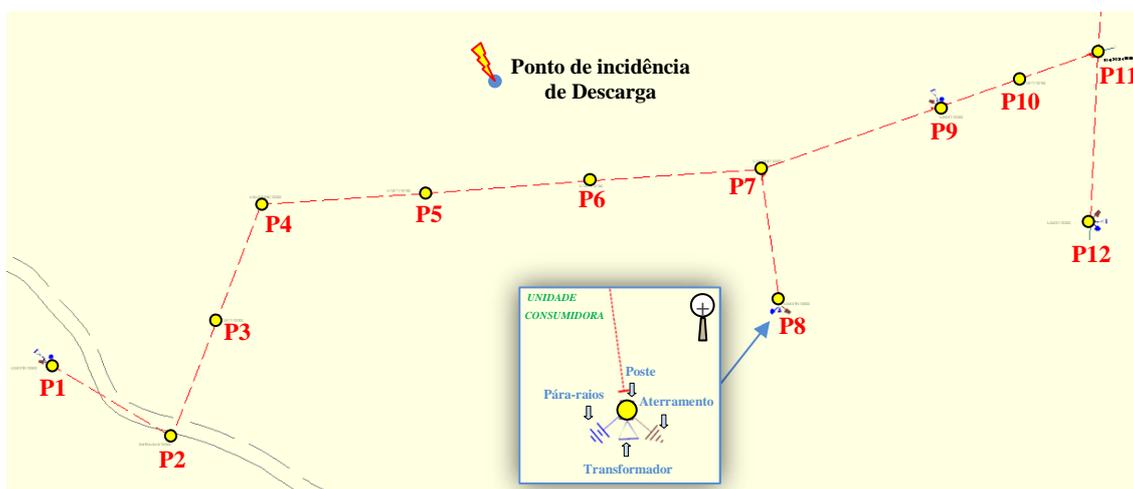


Figura 4.7 – Rede aérea rural real a ser submetida a sobretensões causadas por descargas indiretas.

Na Figura 4.7 os círculos amarelos representam os postes, sendo que em quatro destes, P1, P8, P9 e P12, estão alocados os consumidores. Em uma janela ampliada é possível notar que juntamente aos transformadores estão ligados pára-raios e que estes estão aterrados.

4.3.1. Postes e Condutores

Os doze postes de concreto desta rede são do tipo Duplo T com 10 metros de altura. O condutor utilizado na rede de 13,8 kV é do tipo 4 CAA, ou seja, feito em alumínio com alma de aço. A bitola do condutor é de 4 AWG, que é equivalente a 5,189 mm de diâmetro. Os dados relativos a este tipo de condutor, retirados de um catálogo de fabricante [50], são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Características do condutor utilizado na rede de distribuição da Figura 4.7.

Diâmetro (mm)	Ampacidade (A)				Resistência C.A. a 75 ^o C (ohm/km)	Resistência C.C. a 20 ^o C (ohm/km)
	Com Sol Sem Vento	Sem Sol Sem Vento	Com Sol Com Vento	Sem Sol Com Vento		
5,189	60	70	105	110	1,716	1,357

A configuração da rede de distribuição e as equações utilizadas para a obtenção da impedância de surto referente a esta configuração são apresentadas na Figura 4.8, sendo importante destacar que foram desprezadas as perdas no condutor e a resistividade do solo.

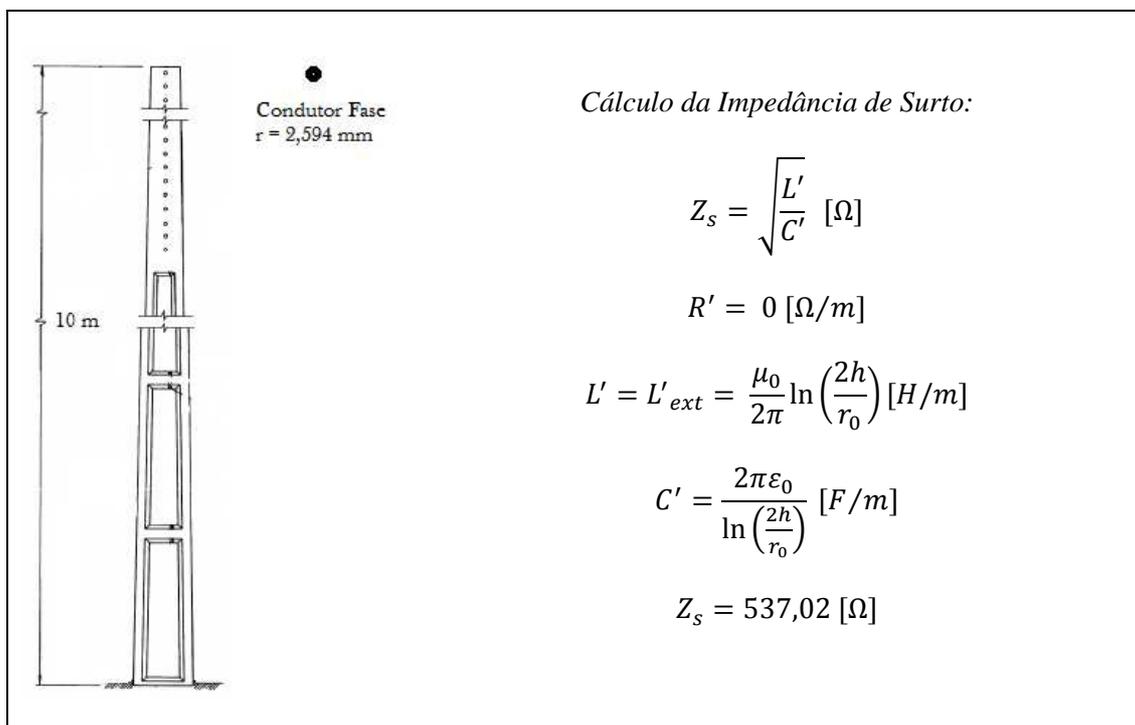


Figura 4.8 – Configuração do poste/condutor e cálculo da impedância de surto da rede de distribuição.

4.3.2. Isoladores

Os isoladores de porcelana da rede em questão são do tipo pino, conforme a Figura 3.1, com CFO de 100 kV. Esse valor foi obtido em laboratório e considera um isolador diretamente aterrado, desprezando a presença de cruzeta. Essa configuração representa melhor a rede analisada, pois a rede monofásica não possui cruzeta. Os parâmetros referentes ao isolador utilizado estão indicados na Tabela 4.2. As curvas V-t obtidas com o emprego destes parâmetros no método da integração são comparadas na Figura 4.9 com a curva V-t obtida em laboratório.

Tabela 4.2 – Parâmetros do método de integração

Método	DE_B (kV/ μ s)	E_0 (kV)	k
Newton	59,84	90,48	1
Ancajima (Menor Variância)	79,90	80,00	1
Hileman	603,84	77,00	1,36

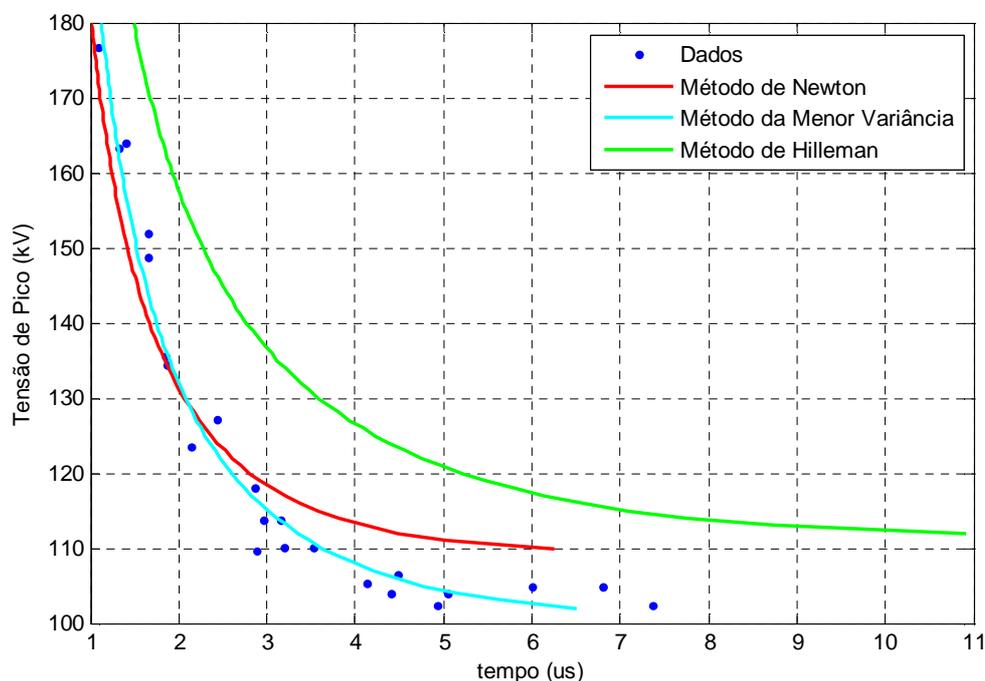


Figura 4.9 – Curvas V-t obtidas através do método de integração com os parâmetros da Tabela 4.2.

A Figura 4.9 mostra, assim como nos exemplos do Capítulo 3, que o método de menor variância reproduz melhor os dados obtidos em laboratório. Logo, os parâmetros obtidos com o método de menor variância serão utilizados como referência nas análises

seguintes. A Figura 4.10 ilustra a representação gráfica do modelo de isolador implementado no ATP.



Figura 4.10 – Modelagem dos isoladores no ATP.

4.3.3. Transformadores

O exemplo adotado possui quatro transformadores de 15 kVA alocados nos postes P1, P8, P9 e P12. Cada um destes atende a somente uma unidade consumidora, o que é comum em redes de distribuição rural, onde os consumidores residem a distâncias consideráveis uns dos outros, inviabilizando a distribuição de energia por redes de baixa tensão.

O modelo de transformador utilizado para a simulação de sobretensões causadas por descargas indiretas representa um transformador monofásico com potência de 15 kVA e relação de transformação de 20,25 kV / 440 V [51]. Esse modelo, cuja topologia e parâmetros se encontram ilustrados na Figura 4.11, é capaz de reproduzir os efeitos das componentes de alta frequência que compõem as ondas de descargas atmosféricas, fornecendo bons resultados tanto a vazio quanto para casos com diferentes cargas conectadas ao secundário. Sua representação no ATP está ilustrada na Figura 4.12.

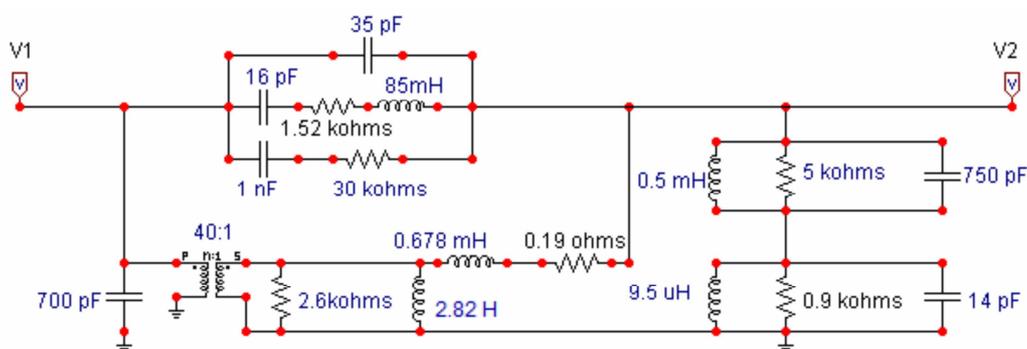


Figura 4.11 – Circuito equivalente do transformador de 15 kVA monofásico.



Figura 4.12 – Representação gráfica do transformador no ATP.

4.3.4. Pára-raios

Em sistemas de distribuição, pára-raios são instalados ao longo dos alimentadores para a proteção da rede e dos equipamentos contra sobretensões. No exemplo em análise, foram considerados pára-raios de ZnO com a curva V x I ilustrada na Figura 4.13.

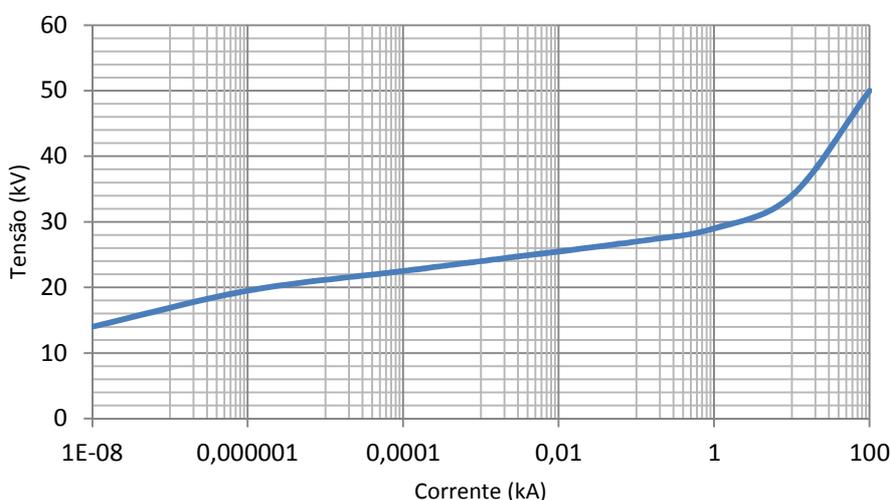


Figura 4.13 – Curva V x I dos pára-raios de 15 kV utilizados nas análises (figura reproduzida de [10]).

Os pontos utilizados no ATP e a representação gráfica dos pára-raios podem ser vistos na Figura 4.14.

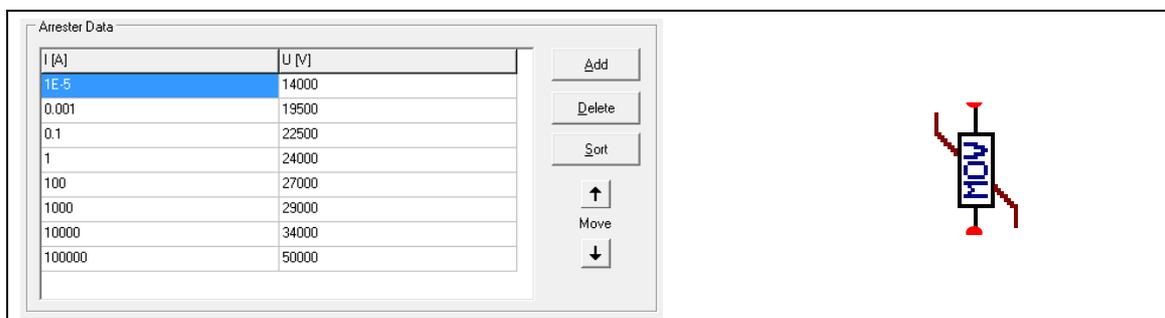


Figura 4.14 – Pontos da curva V x I e representação gráfica dos pára-raios.

Nas análises realizadas neste capítulo são calculadas sobretensões causadas pela incidência de descargas indiretas considerando a presença ou não de pára-raios. Isso é feito com o intuito de avaliar a importância desses dispositivos para a proteção do sistema e também para a redução no número de falhas de isolamento.

4.3.5. Aterramentos

Na configuração de rede avaliada, apenas os postes onde se encontram os transformadores possuem aterramento. A configuração de aterramento adotada, ilustrada na Figura 4.15, consiste em três hastes de cobre paralelas de 2,4 m de comprimento e separadas em intervalos de 3 m, sendo que o ponto de injeção está localizado a 1 m da haste central.

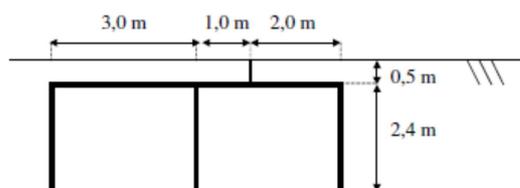


Figura 4.15 – Configuração de aterramento utilizada nos postes P1, P8, P9 e P12 (figura retirada de [52]).

O modelo utilizado foi retirado de [52, 53] e foi obtido através do HEM (*Hybrid Electromagnetic Model*), que é descrito em detalhes em [26]. O HEM permite o cálculo da resposta no domínio da frequência tanto de sistemas elétricos aéreos quanto subterrâneos desde que estes possam ser representados como combinações arbitrárias de segmentos finos. Este modelo também possibilita a consideração da dependência dos parâmetros do solo com a frequência, embora por uma questão de simplicidade tais variações tenham sido negligenciadas na análise. Também será desconsiderado o efeito de ionização do solo causado por correntes com amplitudes elevadas.

O circuito proposto em [52] para representar o aterramento dos transformadores e os valores de seus componentes estão destacados na Figura 4.16. Nas análises apresentadas nesta dissertação, foi considerado no cálculo dos parâmetros do aterramento um solo com resistividade $\rho=1000 \Omega.m$ e permissividade relativa $\epsilon_r=20$. Assumiu-se uma indutância de $1 \mu H/m$ para todos os cabos de conexão e acessórios.

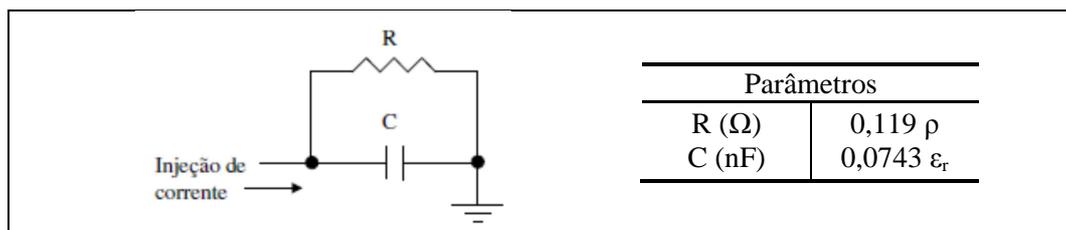


Figura 4.16 – Circuito equivalente e parâmetros do aterramento [52] (figura retirada de [52]).

4.3.6. Cargas Consumidoras

Em [54], foram propostos modelos para vários tipos de instalações elétricas de baixa tensão aplicáveis a estudos transitórios. Para a determinação desses modelos, foram realizadas medições em uma faixa de frequências até 5 MHz em cargas com diferentes características. Tais medições serviram como base para a proposição de um modelo global de cargas típicas de consumidores. O circuito do modelo geral sugerido em [54] e sua representação no ATP podem ser vistos na Figura 4.17.

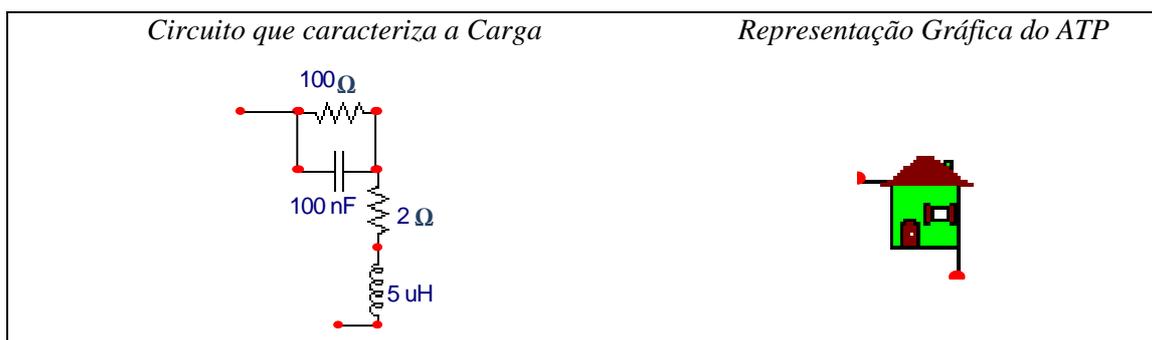


Figura 4.17 – Circuito e representação gráfica do modelo de carga proposto por Bassi [54].

4.4 Casos Simulados

Os casos simulados visam avaliar o comportamento do trecho de rede de distribuição da Figura 4.7 frente a tensões induzidas associadas a diferentes tipos de ondas de corrente de descarga, considerando diversos tipos de modelos de isoladores. Nos resultados apresentados, são observados os níveis de sobretensões nos postes, na rede de 13,8 kV. Mesmo considerando a presença dos consumidores na rede não é objetivo desta dissertação analisar tensões transferidas para as unidades consumidoras. O circuito base montado no ATP está ilustrado na Figura 4.18.

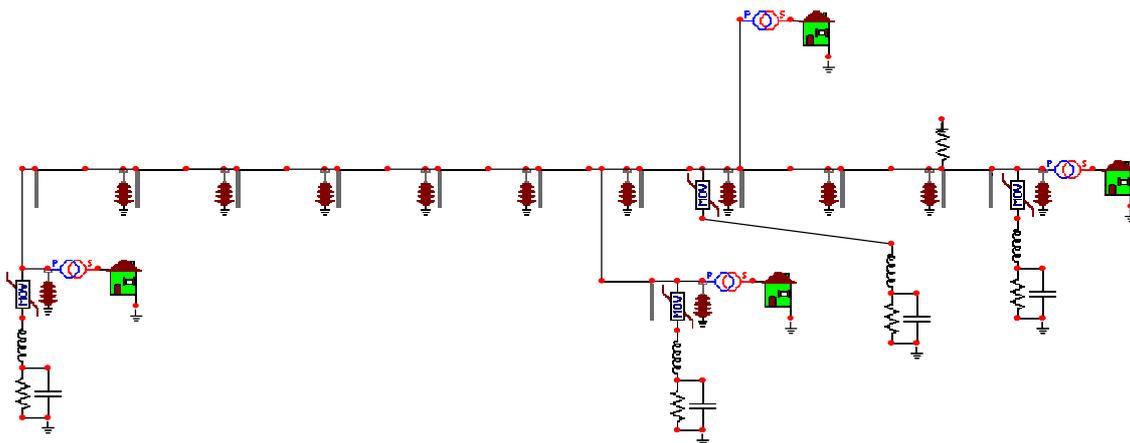


Figura 4.18 – Circuito que representa a implementação da rede da Figura 4.7 no ATP

Para que o sistema ilustrado na Figura 4.18 represente a rede real proposta na Figura 4.7 é necessário inserir os valores das coordenadas de cada trecho de vão da rede de distribuição. A rede escolhida possui vãos com orientações arbitrárias, conforme o trecho de rede real escolhido. Esta rede de distribuição foi selecionada para mostrar que os modelos implementados no ATP permitem a simulação de redes reais e complexas, bastando entrar com as coordenadas de cada trecho de rede e alocar o ponto de incidência da descarga em relação ao eixo de cada trecho.

As coordenadas utilizadas nas simulações de casos da incidência de descargas a 50, 100 e 500 m em relação ao centro do vão delimitado pelos postes P4 e P7 são apresentadas nas Tabelas 4.3 a 4.5. As coordenadas X_e e Y_e se referem à localização do terminal emissor de cada segmento de linha, enquanto as coordenadas X_r e Y_r representam a localização do terminal receptor. Por fim, X_d e Y_d identificam as coordenadas do ponto de incidência da descarga referentes a cada trecho.

Tabela 4.3 – Coordenadas dos vãos da rede para incidência a 50 m.

Trecho	Comprimento (m)	Coordenadas utilizadas no ATP					
		X _e	Y _e	X _r	Y _r	X _d	Y _d
P1 -> P2	90	0	0	72,97	-54,05	272,97	155,40
P2 -> P3	80	72,97	-54,05	97,30	27,03	272,97	155,40
P3 -> P4	80	97,30	27,03	127,03	94,60	272,97	155,40
P4 -> P5	100	127,03	94,60	224,32	102,70	272,97	155,40
P5 -> P6	100	224,32	102,70	324,32	110,81	272,97	155,40
P6 -> P7	100	324,32	110,81	427,03	116,22	272,97	155,40
P7 -> P8	90	427,03	116,22	437,84	37,84	272,97	155,40
P7 -> P9	120	427,03	116,22	535,13	154,05	272,97	155,40
P9 -> P10	50	535,13	154,05	581,08	171,62	272,97	155,40
P10 -> P11	50	581,08	171,62	631,08	187,84	272,97	155,40
P11 -> P12	110	631,08	187,84	624,32	85,16	272,97	155,40

Tabela 4.4 - Coordenadas dos vãos da rede para incidência a 100 m.

Trecho	Comprimento (m)	Coordenadas utilizadas no ATP					
		X _e	Y _e	X _r	Y _r	X _d	Y _d
P1 -> P2	90	0	0	72,97	-54,05	270,27	205,41
P2 -> P3	80	72,97	-54,05	97,30	27,03	270,27	205,41
P3 -> P4	80	97,30	27,03	127,03	94,60	270,27	205,41
P4 -> P5	100	127,03	94,60	224,32	102,70	270,27	205,41
P5 -> P6	100	224,32	102,70	324,32	110,81	270,27	205,41
P6 -> P7	100	324,32	110,81	427,03	116,22	270,27	205,41
P7 -> P8	90	427,03	116,22	437,84	37,84	270,27	205,41
P7 -> P9	120	427,03	116,22	535,13	154,05	270,27	205,41
P9 -> P10	50	535,13	154,05	581,08	171,62	270,27	205,41
P10 -> P11	50	581,08	171,62	631,08	187,84	270,27	205,41
P11 -> P12	110	631,08	187,84	624,32	85,16	270,27	205,41

Tabela 4.5 - Coordenadas dos vãos da rede para incidência a 500 m.

Trecho	Comprimento (m)	Coordenadas utilizadas no ATP					
		X _e	Y _e	X _r	Y _r	X _d	Y _d
P1 -> P2	90	0	0	72,97	-54,05	232,43	602,70
P2 -> P3	80	72,97	-54,05	97,30	27,03	232,43	602,70
P3 -> P4	80	97,30	27,03	127,03	94,60	232,43	602,70
P4 -> P5	100	127,03	94,60	224,32	102,70	232,43	602,70
P5 -> P6	100	224,32	102,70	324,32	110,81	232,43	602,70
P6 -> P7	100	324,32	110,81	427,03	116,22	232,43	602,70
P7 -> P8	90	427,03	116,22	437,84	37,84	232,43	602,70
P7 -> P9	120	427,03	116,22	535,13	154,05	232,43	602,70
P9 -> P10	50	535,13	154,05	581,08	171,62	232,43	602,70
P10 -> P11	50	581,08	171,62	631,08	187,84	232,43	602,70
P11 -> P12	110	631,08	187,84	624,32	85,16	232,43	602,70

Nas simulações apresentadas neste capítulo, o método da integração com parâmetros obtidos através do procedimento de menor variância é denominado Método DE para efeito de análise. No caso em que o método de integração utiliza os parâmetros propostos por Hileman, o método é denominado método de Hileman.

Os casos simulados no ATP são apresentados na Tabela 4.6. Os resultados e análises referentes a cada um desses casos são apresentados nas próximas subseções.

Tabela 4.6 – Casos simulados no ATP.

	Tipo de Onda de Corrente Incidente	Distância do Ponto de Incidência	Modelo de Isolador	Pára-Raios
Caso 1	Corrente de descarga Subseqüente	50, 100 e 500 metros	Sem Isoladores	Sem
	Corrente de descarga Subseqüente	50, 100 e 500 metros	DE (Menor Variância)	Com
	Corrente de descarga Subseqüente	50 metros	DE (Menor Variância) e Sem Pára-Raios/ Sem Isolador-Sem Pára raios / Sem Isolador-Com Pára-Raios	
Caso 2	Corrente de primeira descarga	50, 100 e 500 metros	Sem Isoladores	Sem
	Corrente de primeira descarga	50, 100 e 500 metros	DE (Menor Variância)	Com
	Corrente de primeira descarga	50 metros	DE (Menor Variância) e Sem Pára-Raios/ Sem Isolador-Sem Pára raios / Sem Isolador-Com Pára-Raios	
Caso 3	Correntes Triangulares (1/50 μ s)	50 metros	Sem Isoladores, 1,5CFO, DE (Hileman) e DE (Menor Variância)	Sem
	Correntes Triangulares (1/50 μ s)	50 metros	Sem Isoladores, 1,5CFO, DE (Hileman) e DE (Menor Variância)	Com
Caso 4	Correntes Triangulares (0,5/50 μ s), (1/50 μ s), (4/50 μ s) e (10/50 μ s)	50 metros	DE (Menor Variância)	Com

4.4.1.Caso 1 – Corrente de Descarga Subsequente

O caso apresentado nesta subseção tem o objetivo de avaliar tensões induzidas por descargas indiretas considerando a forma de onda de corrente associada a descargas subsequentes medianas medidas na Estação no Morro do Cachimbo, ilustrada na Figura 2.4. A primeira análise pretende avaliar as consequências da variação da distância do ponto de incidência da descarga atmosférica nas sobretensões induzidas no sistema de distribuição desconsiderando-se a ocorrência de falhas de isolamento e a presença de pára-raios. Com essa análise é possível estimar os níveis de tensão induzida máximos na rede sem a interferência de dispositivos de proteção e das não-linearidades introduzidas pela ocorrência de interrupções nos isoladores. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 4.19.

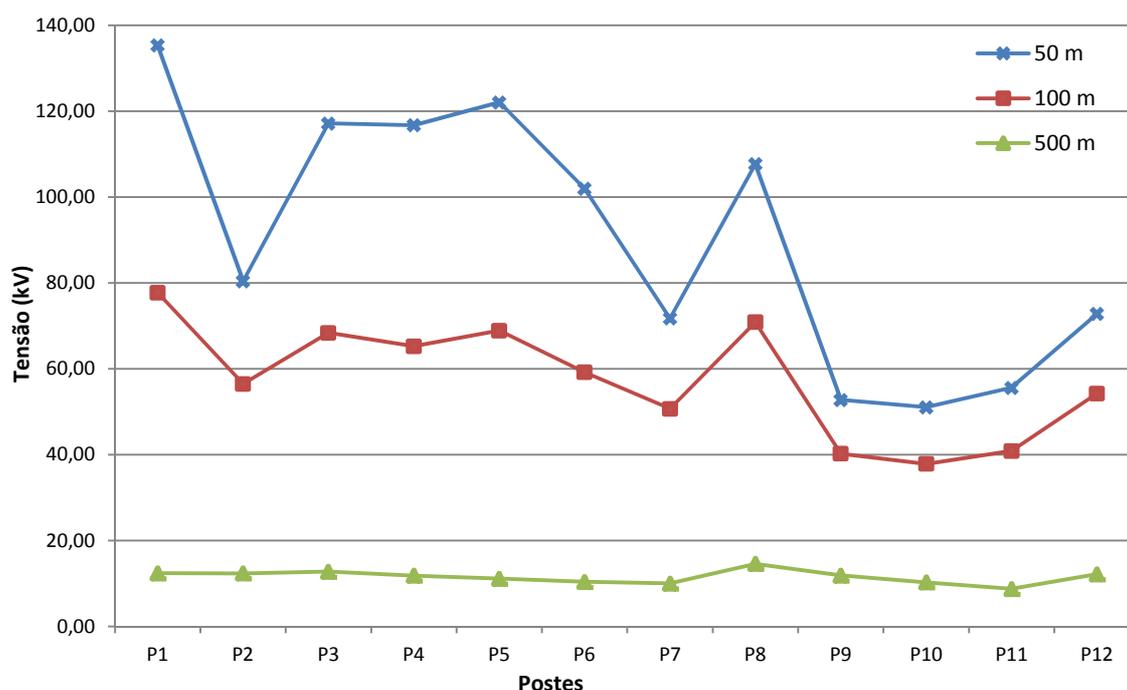


Figura 4.19 – Sobretensões máximas nos postes devido à incidência de descargas indiretas subsequentes a 50, 100 e 500 metros (sem pára-raios, sem falhas de isolamento).

Como era de se esperar, verifica-se na Figura 4.19 que as sobretensões máximas variam de maneira inversamente proporcional com a distância entre o ponto de incidência de descarga e a linha. As sobretensões máximas calculadas atingiram 135,34 kV no poste P1 para a incidência a 50 metros, 77,74 kV no mesmo poste considerando a incidência a 100 metros e 14,61 kV no poste P8 para a incidência a 500 metros. As

elevadas sobretensões nos postes P1, P8 e P12, que estão relativamente afastados do ponto de incidência da descarga, são causadas por reflexões devidas às descontinuidades de impedância existentes entre a rede de distribuição, os transformadores e as cargas encontradas nestes postes.

Em relação ao poste P5, que está mais próximo do ponto de incidência da descarga, a tensão máxima com a incidência a 50 metros é 77,13% maior do que a verificada no caso de incidência a 100 metros e aproximadamente 1000% maior que a verificada no caso de incidência a 500 metros.

A Figura 4.20 repete as análises realizadas na Figura 4.19, porém considerando a presença de isoladores e de pára-raios. Essa avaliação é mais realista, pois inclui os efeitos dos equipamentos de proteção presentes na rede de distribuição analisada e a possibilidade de falhas de isolamento. Os parâmetros do modelo de isoladores (método da integração) foram obtidos utilizando a metodologia de Ancajima e estão apresentados na Tabela 4.2.

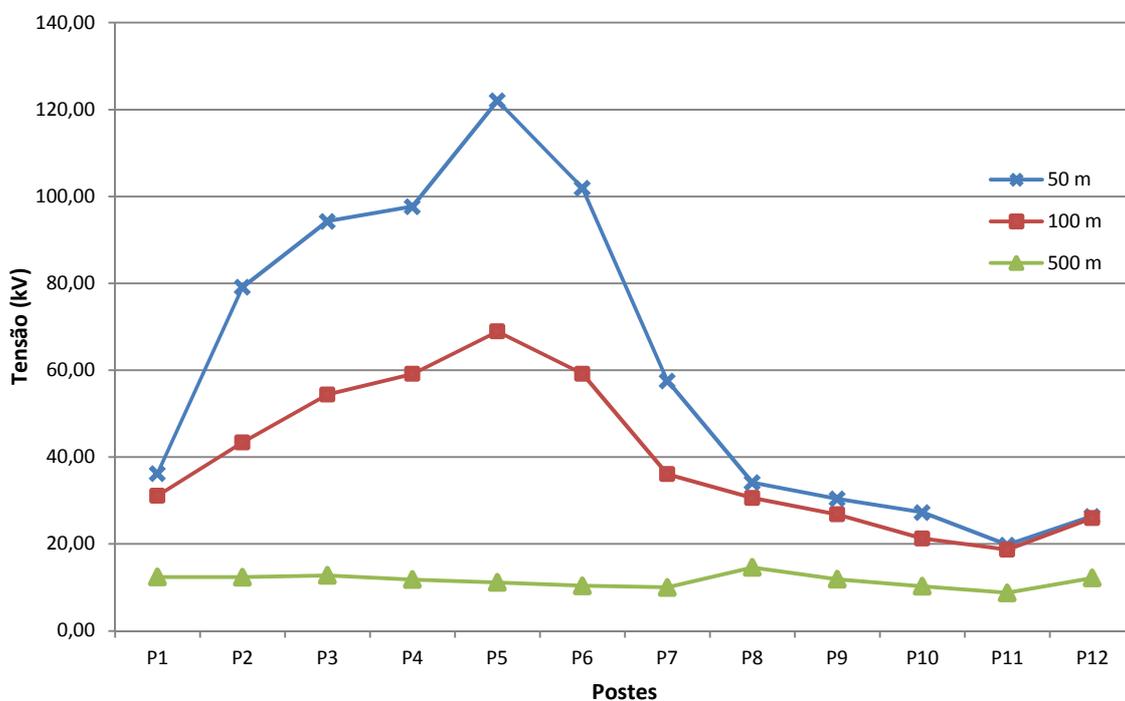


Figura 4.20 – Sobretensões máximas nos postes devido à incidência de descargas indiretas subsequentes a 50, 100 e 500 metros (com pára-raios, considerando falhas de isolamento).

Analisando-se a Figura 4.20, percebe-se uma redução significativa das sobretensões ao longo de toda a rede, exceto para o poste P5 no caso de incidência da descarga a 50 m da linha. As reduções verificadas se devem exclusivamente à atuação dos pára-raios, visto que nenhuma das situações analisadas levou à ocorrência de falhas de isolamento na rede por conta da baixa severidade da corrente de descarga subsequente analisada. Naturalmente, as maiores reduções são verificadas exatamente nos pontos de instalação dos pára-raios (postes P1, P8, P9 e P12), mas fica clara a incapacidade desses dispositivos de prover um nível de proteção uniforme ao longo da rede.

A Figura 4.21 apresenta uma comparação das sobretensões máximas calculadas para a incidência da descarga a 50 m da linha em três diferentes condições: (1) ausência de pára-raios e de falhas de isolamento; (2) ausência de pára-raios, considerando-se falhas de isolamento; e (3) presença de pára-raios, desconsiderando-se falhas de isolamento. Embora não seja possível identificar com clareza na Figura 4.21, as sobretensões máximas calculadas para os casos (1) e (2) são absolutamente idênticas. Isso confirma que para o caso analisado as sobretensões calculadas são insuficientes para causar falhas de isolamento na linha. Na presença de pára-raios, naturalmente, são verificadas reduções no perfil de sobretensões máximas calculadas.

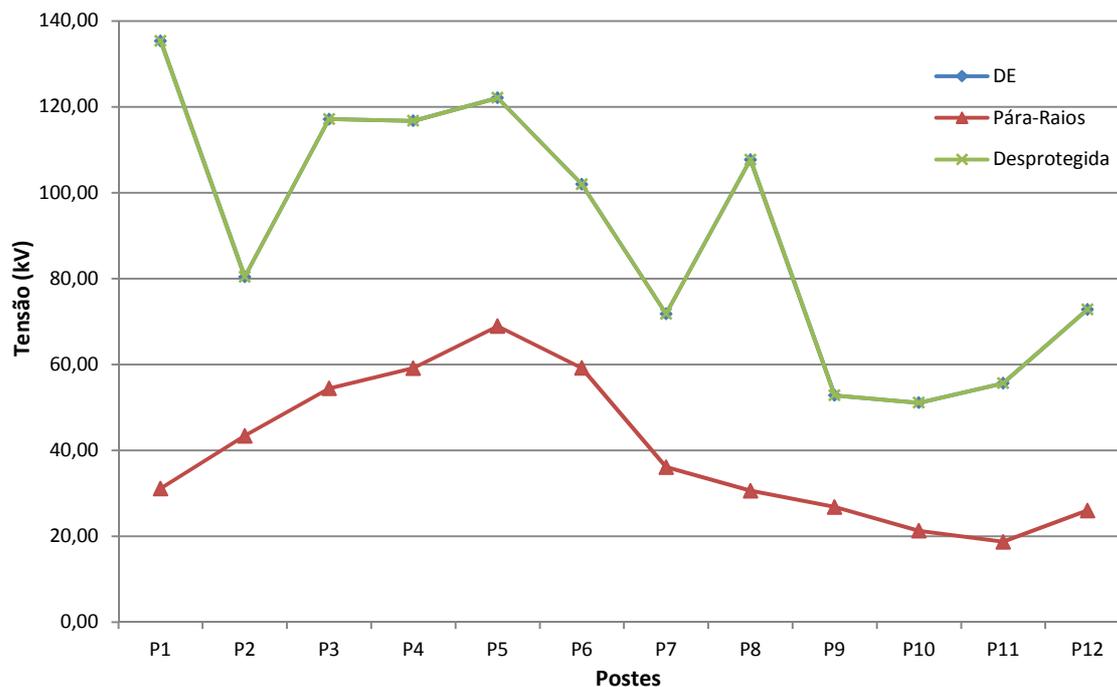


Figura 4.21 – Sobretensões máximas nos postes considerando (1) ausência de pára-raios e de falhas de isolamento (rede desprotegida); (2) ausência de pára-raios, considerando-se falhas de isolamento (DE); e (3) presença de pára-raios, desconsiderando-se falhas de isolamento (pára-raios). Nas análises, considerou-se a incidência indireta de uma descarga subsequente a 50 metros do centro da linha.

4.4.2. Caso 2 – Corrente de Primeira Descarga

As análises realizadas nesta seção repetem as situações avaliadas na seção anterior, porém considerando uma forma de onda de corrente de descarga representativa de primeiras correntes de retorno.

A Figura 4.22 permite avaliar o efeito da distância do ponto de incidência da descarga atmosférica nas sobretensões induzidas na ausência de pára-raios e de falhas de isolamento. O comportamento observado é semelhante àquele ilustrado na Figura 4.19, com uma redução nas sobretensões calculadas à medida que se aumenta a distância entre o ponto de incidência da descarga e a linha. Entretanto, as sobretensões calculadas são mais severas do que aquelas apresentadas na Figura 4.19, o que se deve à maior amplitude da onda de corrente de descarga considerada no presente caso.

As sobretensões máximas calculadas atingiram 210,47 kV no poste P5 para a incidência a 50 metros, 123,35 kV no poste P1 considerando a incidência a 100 metros e 26,37 kV no poste P8 para a incidência a 500 metros.

Comparando as sobretensões causadas por descargas subsequentes mostradas na Figura 4.19 com as causadas por primeiras correntes de retorno mostradas na Figura 4.22, as primeiras correntes de descargas causam sobretensões, em média, 68,7% maiores para a incidência a 50 metros, 79,9% para 100 metros e 99,9% para a incidência a 500 metros de distância da rede de distribuição.

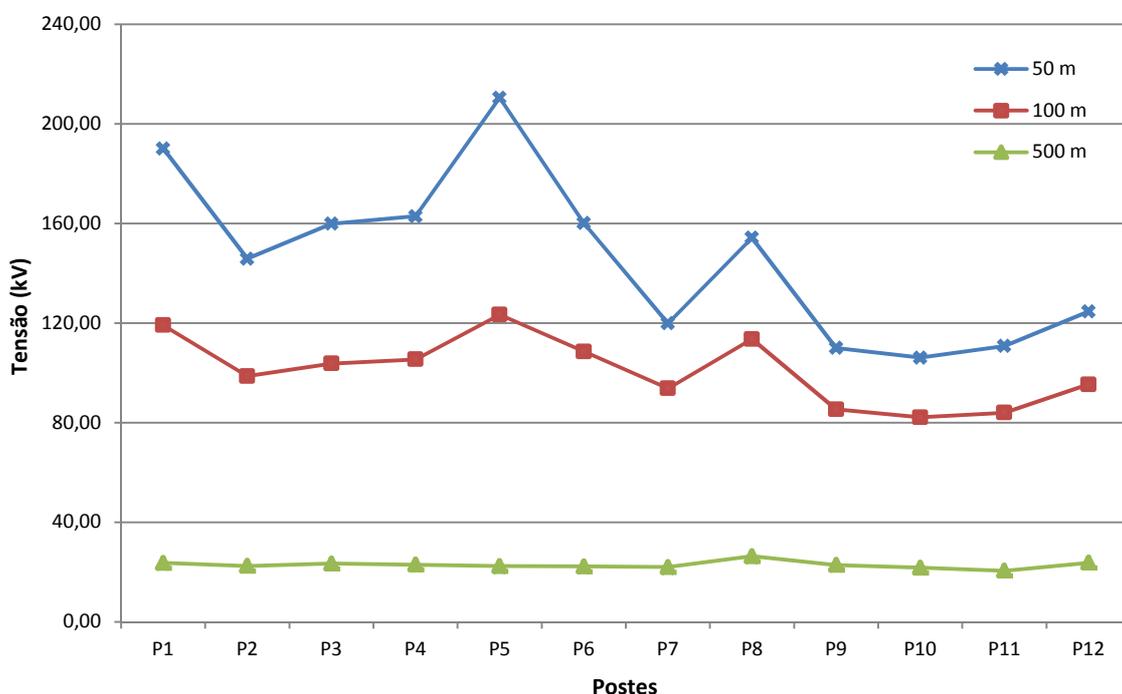


Figura 4.22 – Sobretensões máximas nos postes devido à incidência indireta de primeiras correntes de descarga a 50, 100 e 500 metros (sem pára-raios, sem falhas de isolamento).

Ao inserir isoladores e pára-raios nas simulações, o efeito da variação da distância do ponto de incidência da descarga nas sobretensões calculadas é evidenciado na Figura 4.23. As sobretensões nos postes na presença de pára-raios e de falhas de isolamento sofrem reduções principalmente nos pontos de instalação dos pára-raios. Entretanto, as sobretensões máximas se mostraram mais sensíveis à inclusão do modelo de isolador, visto que os valores calculados diferiram, mesmo que pouco, da condição em que este modelo não foi considerado. Os níveis de sobretensão reduziram em média 25 % nos postes mais próximos ao ponto de incidência de descarga para os casos de

incidência a 50 e 100 metros. Para o caso da incidência a 500 metros a redução não foi significativa. Esta redução mostra a possibilidade da ocorrência de rompimentos de isoladores.

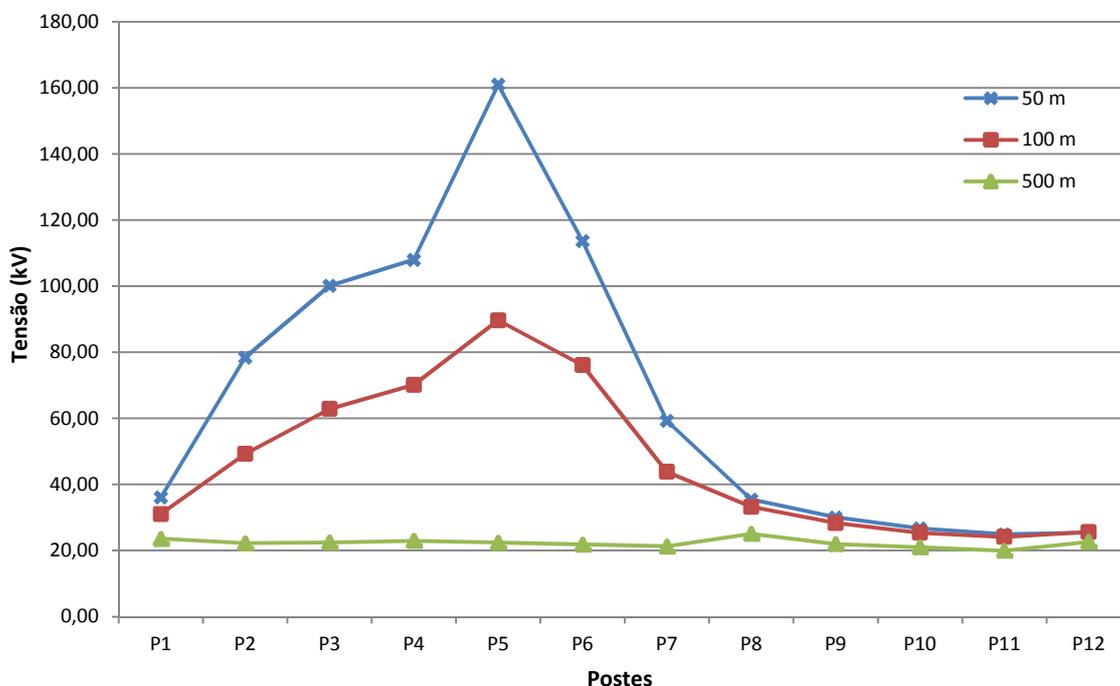


Figura 4.23 – Sobretensões máximas nos postes devido a incidência indireta de primeiras correntes de descarga a 50, 100 e 500 metros (com pára-raios).

A Figura 4.24 ilustra as sobretensões calculadas supondo-se a incidência de uma primeira descarga de retorno a 50 m do ponto central do vão entre os postes P4 e P7 em três diferentes condições: (1) ausência de pára-raios e de falhas de isolamento; (2) ausência de pára-raios, considerando-se falhas de isolamento; e (3) presença de pára-raios, desconsiderando-se falhas de isolamento. Analisando a figura apresentada, percebe-se que, diferentemente do caso anterior, são verificadas pequenas reduções nas sobretensões máximas calculadas em relação ao caso em que falhas de isolamento são desconsideradas. Isso evidencia a ocorrência de falhas de isolamento.

Ainda com relação à Figura 4.24, percebe-se que as sobretensões calculadas para o caso mais realístico que leva em consideração a presença de pára-raios não são suficientemente severas para que seja possível avaliar de maneira rigorosa a metodologia de modelagem de isoladores proposta pelo IEEE. Somente ocorreria a ruptura no poste P5, pois nos demais postes as tensões máximas não ultrapassariam 150 kV (1,5CFO).

Tendo como referência o caso avaliado na Figura 4.24, a Figura 4.25 ilustra a sobretensão calculada no poste P5 considerando-se três diferentes modelos de isoladores: (1) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Ancajima (DE); (2) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Hileman (Hileman); e (3) modelo simplificado proposto pelo IEEE [2] que considera a ocorrência de disrupção caso a sobretensão atinja 1,5CFO (IEEE). Para efeito de comparação, também é ilustrada na Figura 4.25 a forma de onda de tensão calculada supondo-se que não ocorram disrupções na linha.

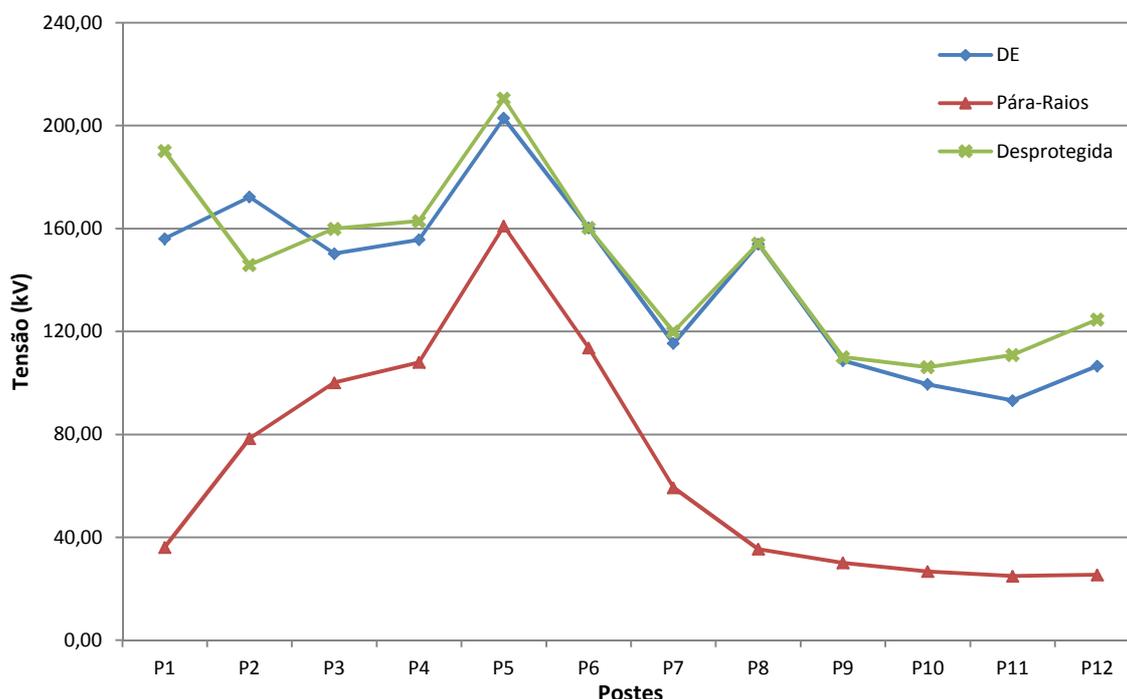


Figura 4.24 – Sobretensões máximas nos postes considerando (1) ausência de pára-raios e de falhas de isolamento (rede desprotegida); (2) ausência de pára-raios, considerando-se falhas de isolamento (DE); e (3) presença de pára-raios, desconsiderando-se falhas de isolamento (pára-raios). Nas análises, considerou-se a incidência indireta de uma primeira descarga de retorno a 50 metros do centro da linha.

Na Figura 4.25 é possível perceber que os tempos de ocorrência da disrupção no isolador são diferentes para cada modelo. O método recomendado pelo IEEE [2] levou ao rompimento em aproximadamente 3,6 μ s, enquanto que o método da integração utilizando os ajustes propostos por Hileman [5] proporcionou um rompimento mais precoce aos 3,36 μ s. No entanto, estes valores diferem dos resultados obtidos com o método da integração com parâmetros obtidos através do método de menor variância [41], que proporcionou um rompimento aos 3,8 μ s e reproduziu com maior fidelidade

aos dados obtidos em laboratório conforme discutido no capítulo anterior. Pode-se concluir, portanto, que os métodos de Hileman e do IEEE levam à subestimação da sobretensão calculada no poste P5 para o caso avaliado, o que é indesejado para uma melhor análise do desempenho de redes de distribuição frente a descargas indiretas. Além disso, o método proposto pelo IEEE não permite a previsão de ocorrência de falhas de isolamento na cauda das sobretensões incidentes.

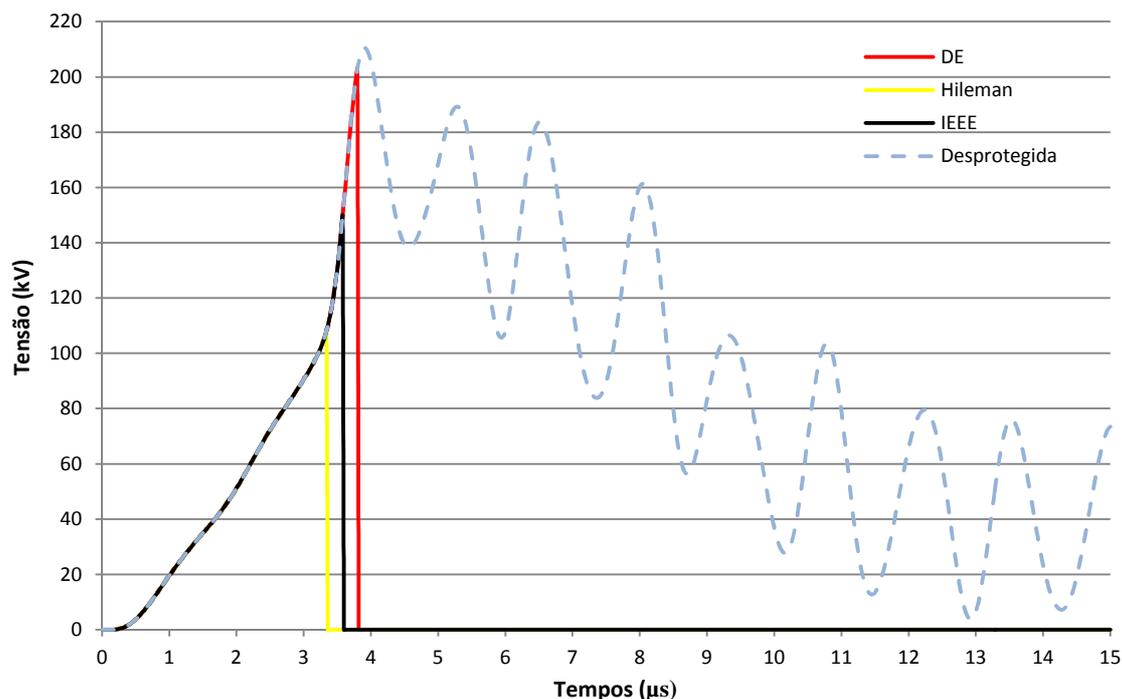


Figura 4.25 – Tensão no poste P5 para três modelos de isoladores: (1) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Ancajima (DE); (2) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Hileman (Hileman); e (3) modelo simplificado proposto pelo IEEE [2] que considera a ocorrência de interrupção caso a sobretensão atinja $1,5CFO$ (IEEE). Todos os casos consideram a incidência indireta de uma primeira descarga de retorno a 50 metros da rede. A curva com legenda “desprotegida” se refere à condição em que não se admite a ocorrência de falhas de isolamento.

4.4.3. Caso 3 – Corrente Triangular $1/50 \mu s$

Nos Casos 1 e 2 ficou claro que, para a configuração de rede analisada e os pontos de incidência escolhidos, as formas de onda medianas de correntes de descargas subsequentes e de primeiras correntes de retorno medidas na estação do Morro do Cachimbo não permitem uma comparação mais aprofundada dos modelos de isoladores avaliados, tampouco uma análise ampla de sua importância para o cálculo de tensões

induzidas em redes de distribuição elétrica. Isso ocorre porque os níveis de sobretensão atingidos foram relativamente baixos em relação à suportabilidade dos isoladores.

Nesta seção, apenas para fins de se avaliar uma condição de maior severidade, optou-se pela utilização de uma onda de corrente triangular com 100 kA de pico e tempos de frente e de meia onda de 1 e 50 μ s, respectivamente. Em princípio, esta forma de onda representa uma condição hipotética que não traduz com total fidelidade os efeitos reais de descargas atmosféricas. Isso ocorre porque ondas de corrente com amplitude elevada tendem a apresentar frente de onda mais lenta do que aquela aqui considerada [12]. A condição avaliada visa tão somente permitir uma comparação mais detalhada dos modelos de isoladores avaliados. Para isso, supôs-se nas análises um ponto de incidência da descarga a 50 m do centro do vão entre os postes P4 e P7.

Vale notar que a onda de corrente de descarga triangular é frequentemente utilizada na literatura devido à sua facilidade de implementação e às suas características de crescimento rápido e decaimento lento, que se assemelham às descargas reais. No entanto, da discussão apresentada no Capítulo 2 fica claro que a forma de onda triangular não é a ideal para o cálculo de sobretensões induzidas porque não reproduz com fidelidade algumas importantes características de descargas reais. Contudo, na presente seção o principal interesse não está na determinação dos valores absolutos das sobretensões na rede, mas sim, conforme discutido anteriormente, na comparação e na análise da influência dos modelos de isoladores no cálculo dessas sobretensões.

Na Figura 4.26 são ilustradas as sobretensões máximas calculadas considerando-se ou não a ocorrência de falhas de isolamento na linha analisada para o caso de incidência de uma descarga a 50 m do centro do vão entre os postes P4 e P7. Os resultados obtidos mostram que, no caso considerado, as sobretensões máximas são muito sensíveis à inclusão de falhas de isolamento na linha, pois estas ocorrem na frente de onda das tensões calculadas. Essa situação favorece uma análise mais detalhada da importância de se utilizar modelos mais apurados para o rompimento do isolador.

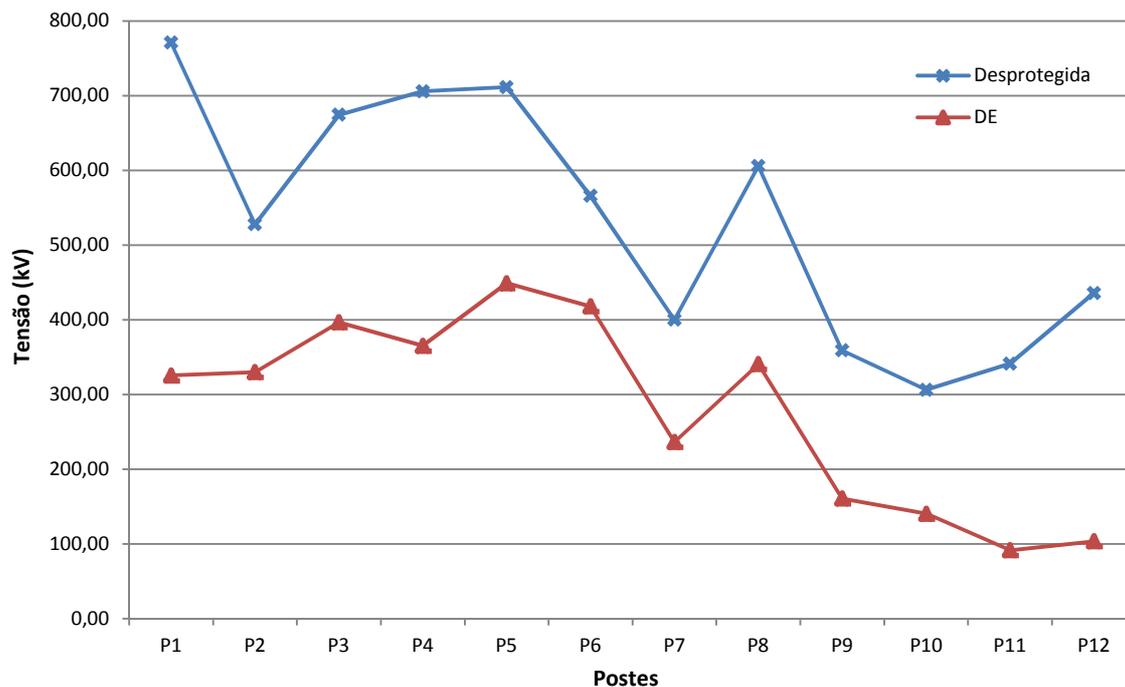


Figura 4.26 – Sobretensões máximas nos postes para a rede desprotegida e para a rede somente com isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga a 50 metros da rede.

A Figura 4.27 repete as análises apresentadas na Figura 4.26, porém considerando três diferentes modelos de isoladores: (1) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Ancajima (DE); (2) método da integração com parâmetros obtidos a partir da formulação de Hileman (HL); e (3) modelo simplificado proposto pelo IEEE [2] que considera a ocorrência de disrupção caso a sobretensão atinja $1,5CFO$ (IEEE). Vale notar que nas análises apresentadas não se considera a presença de pára-raios.

Através da Figura 4.27 pode-se concluir que o emprego do método simplificado recomendado pelo IEEE leva a níveis de sobretensões, em média, 60,3% mais baixos do que aqueles obtidos com os modelos de isolador baseados no método da integração ajustado com os parâmetros de Ancajima, e 7,6% mais baixos em relação ao método proposto por Hileman. Com valores um pouco superiores ao método do IEEE, o método de integração com os parâmetros de Hileman apresenta sobretensões muito inferiores, cerca de 56,1%, àquelas obtidas com o método proposto por Ancajima.

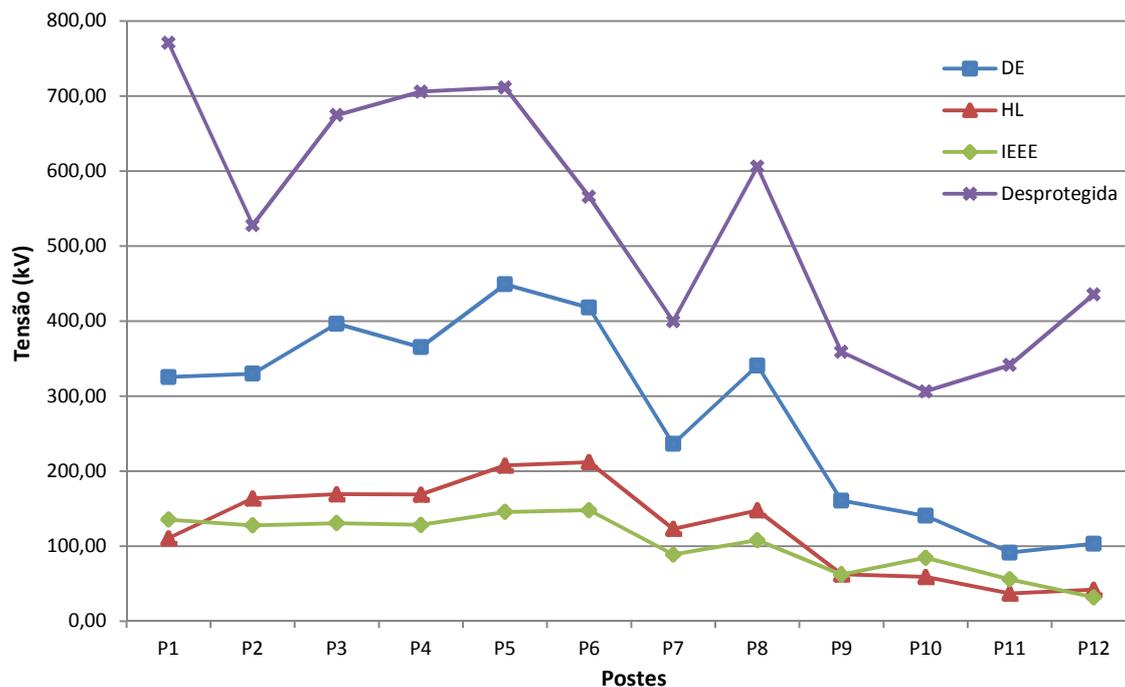


Figura 4.27 – Sobretensões máximas nos postes avaliando três modelos de isoladores e ausência de isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).

A título de ilustração, são apresentadas nas Figuras 4.28 a 4.31 as tensões resultantes nos postes P1, P5, P8 e P12 para as condições avaliadas na Figura 4.27. O poste P1 é um dos mais distantes do ponto de incidência de descarga e possui um consumidor, assim como o poste P12. Já o poste P5 está submetido à maior sobretensão devido à sua proximidade com o ponto de incidência de descarga. O poste P8, por sua vez, possui um ramal que atende a um cliente.

A Figura 4.28 mostra o rompimento do isolador após a ocorrência de vários picos da onda de tensão incidente no caso particular do método de integração utilizando os parâmetros propostos por Ancajima. Esse resultado deve ser visto com certa cautela, pois o método da integração pode levar a resultados imprecisos no caso de sobretensões com características oscilatórias. Por outro lado, o método simplificado recomendado pelo IEEE não proporcionou a ocorrência de disrupções, enquanto o método da integração com os parâmetros de Hileman levou a uma ruptura precoce do isolamento.

Nas Figuras 4.29, 4.30 e 4.31, os métodos avaliados levam a tempos de ruptura sempre diferentes, sendo que estes se alternam na sequência de rompimento. Em todos os casos avaliados as tensões calculadas com o método de integração com os parâmetros

de Ancajima são superiores aos demais métodos. Contudo, à medida que os postes analisados se distanciam do ponto de incidência da descarga, as diferenças observadas entre as tensões calculadas com os diferentes modelos de isoladores diminuem. Isso ocorre por causa da redução da amplitude das tensões induzidas nos postes mais afastados, que resulta na não ocorrência de falhas de isolamento nestes pontos.

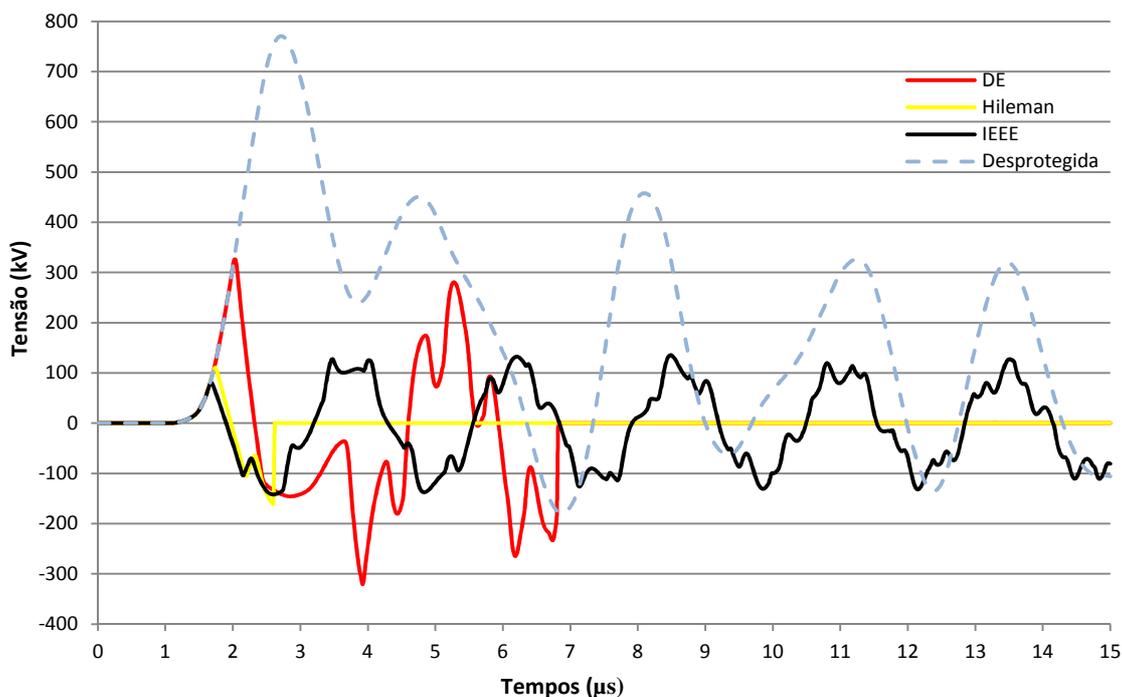


Figura 4.28 – Tensão no poste P1 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).

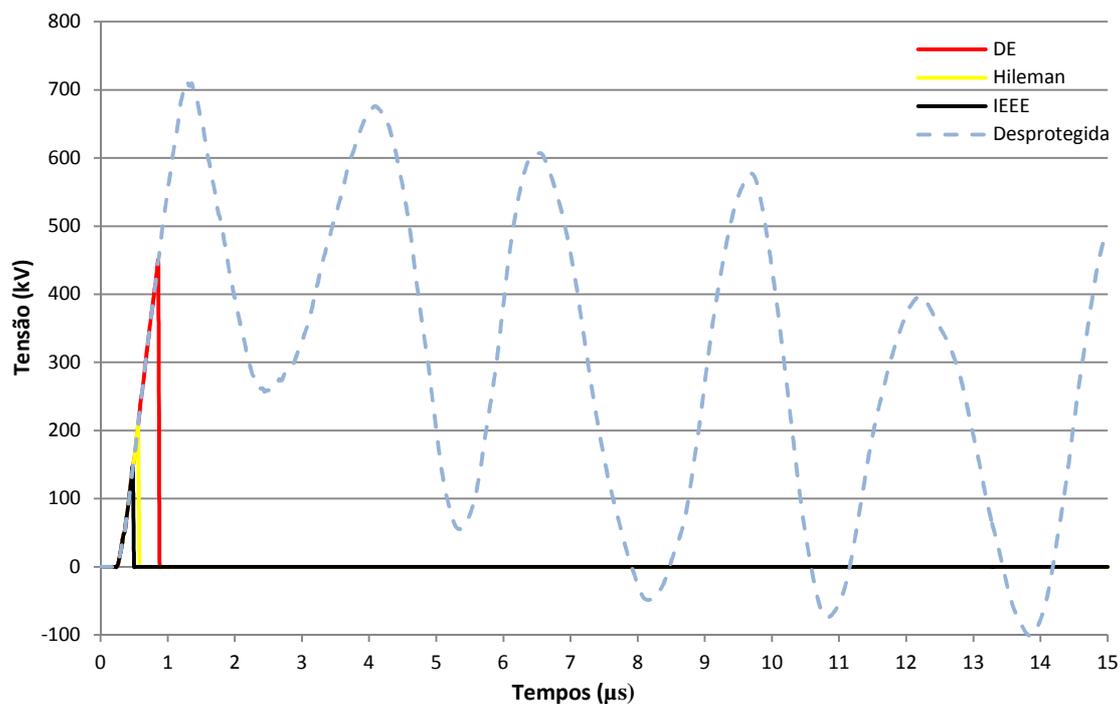


Figura 4.29 – Tensão no poste P5 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).

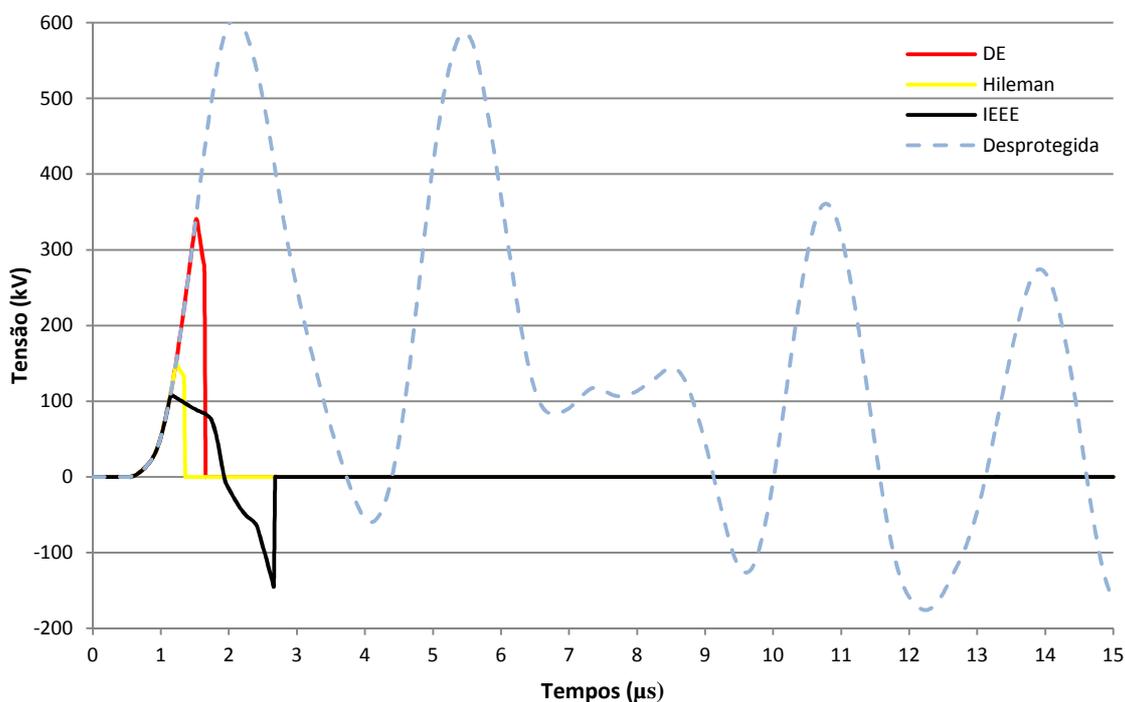


Figura 4.30 – Tensão no poste P8 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).

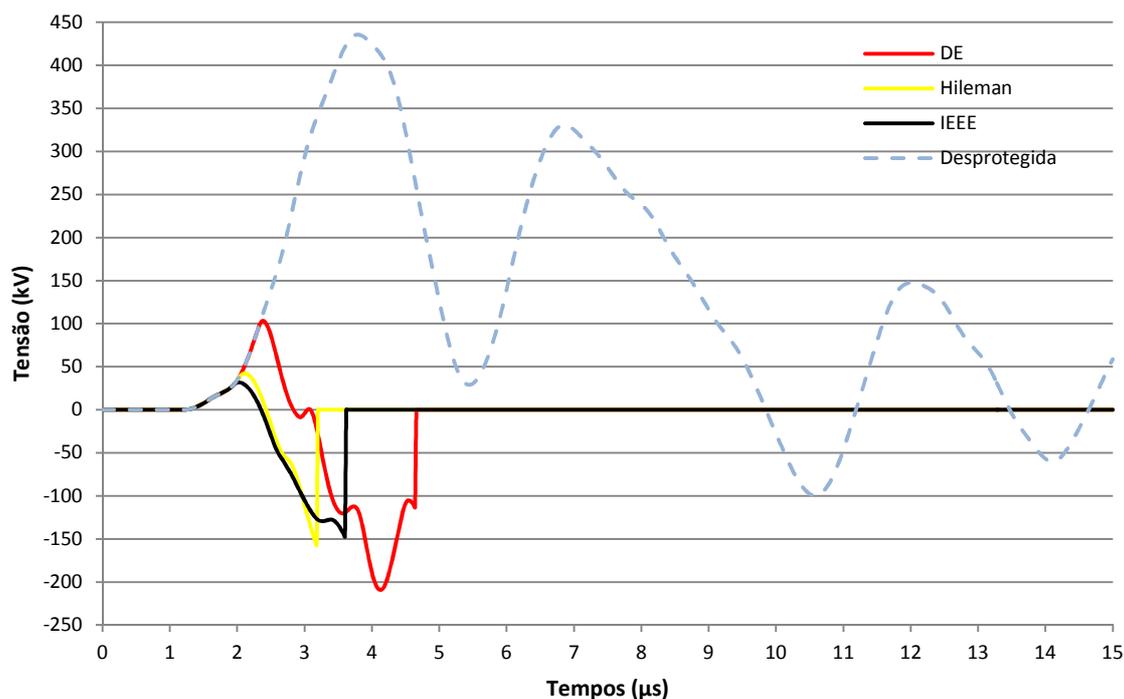


Figura 4.31 – Tensão no poste P12 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (sem pára-raios).

A seguir repete-se a análise anterior, porém considerando-se a presença de pára-raios na rede. Esse é o caso que mais se aproxima da rede real para o caso da corrente triangular. As sobretensões máximas calculadas em cada poste estão ilustradas na Figura 4.32. Analisando-se as curvas apresentadas, percebe-se que nos postes onde há pára-raios instalados os diferentes modelos de isoladores produzem resultados muito semelhantes. Isso ocorre porque a presença de pára-raios reduz as sobretensões ao ponto de impedir a ocorrência de falhas de isolamento em sua vizinhança. As grandes diferenças entre o desempenho dos diferentes modelos de isoladores continuam a ocorrer nos postes mais próximos ao ponto de incidência da descarga, onde a ação dos pára-raios é menos efetiva.

A título de ilustração, são apresentadas nas Figuras 4.33 a 4.36 as tensões calculadas nos postes P1, P5, P8 e P12 considerando-se a presença de pára-raios na rede de distribuição rural avaliada. Assim como no caso sem a presença de pára-raios, verifica-se que as tensões nos postes analisados são maiores ao se utilizar o método da integração com os parâmetros obtidos através do procedimento proposto por Ancajima. Além disso, ao se inserirem os pára-raios, os níveis de sobretensão são reduzidos e as ondas de tensão apresentam comportamento oscilatório, exceto no poste P5.

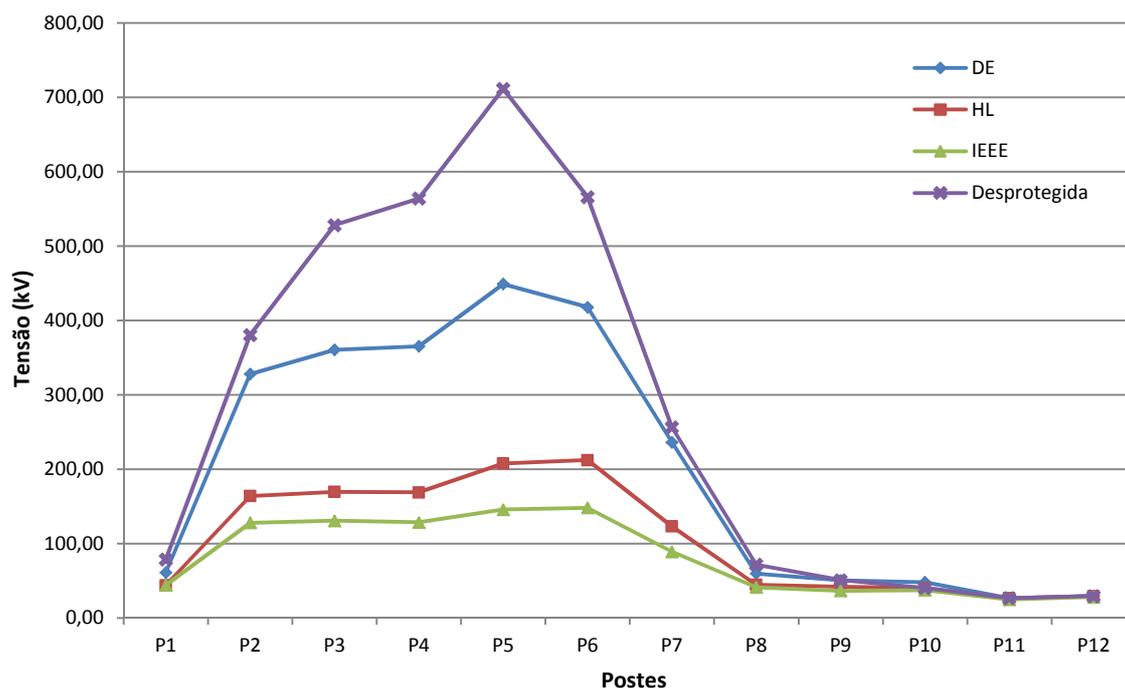


Figura 4.32 – Sobretensões máximas nos postes avaliando três modelos de isoladores e ausência de isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga a 50 metros da rede (com pára-raios).

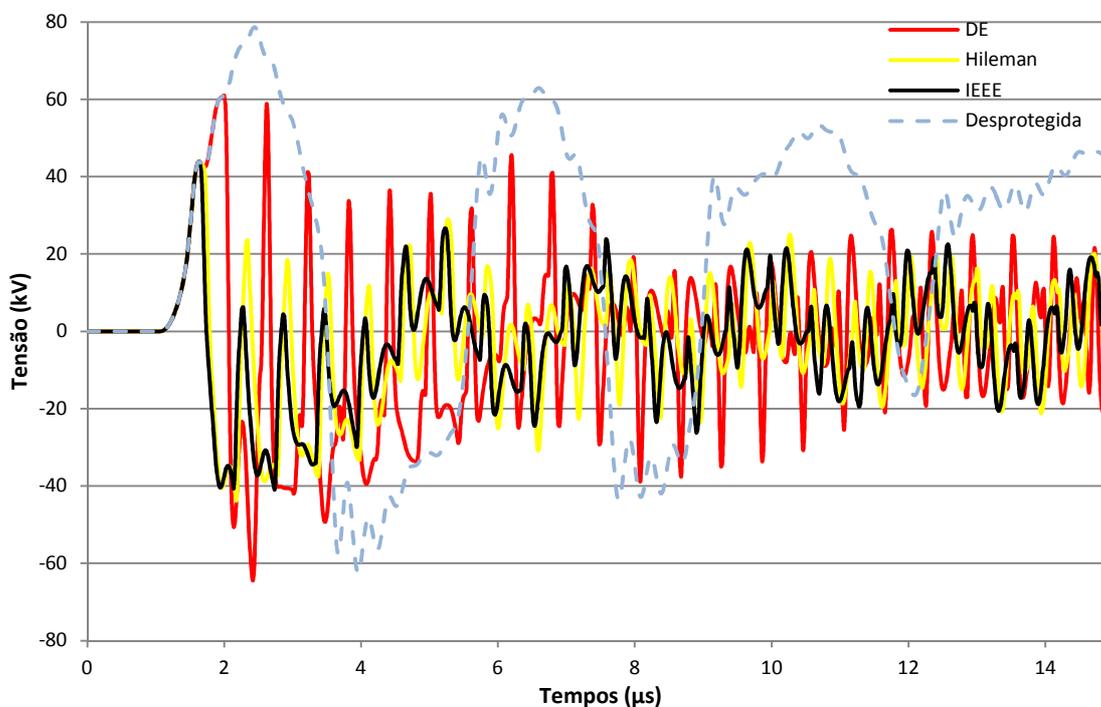


Figura 4.33 – Tensão no poste P1 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).

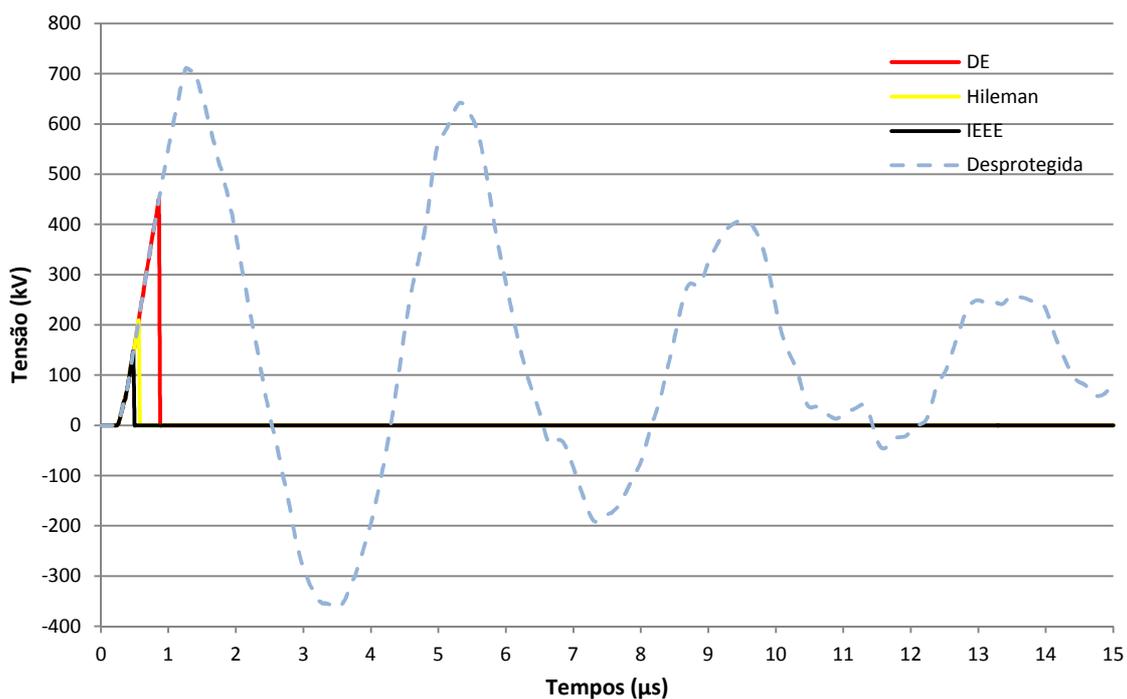


Figura 4.34 – Tensão no poste P5 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).

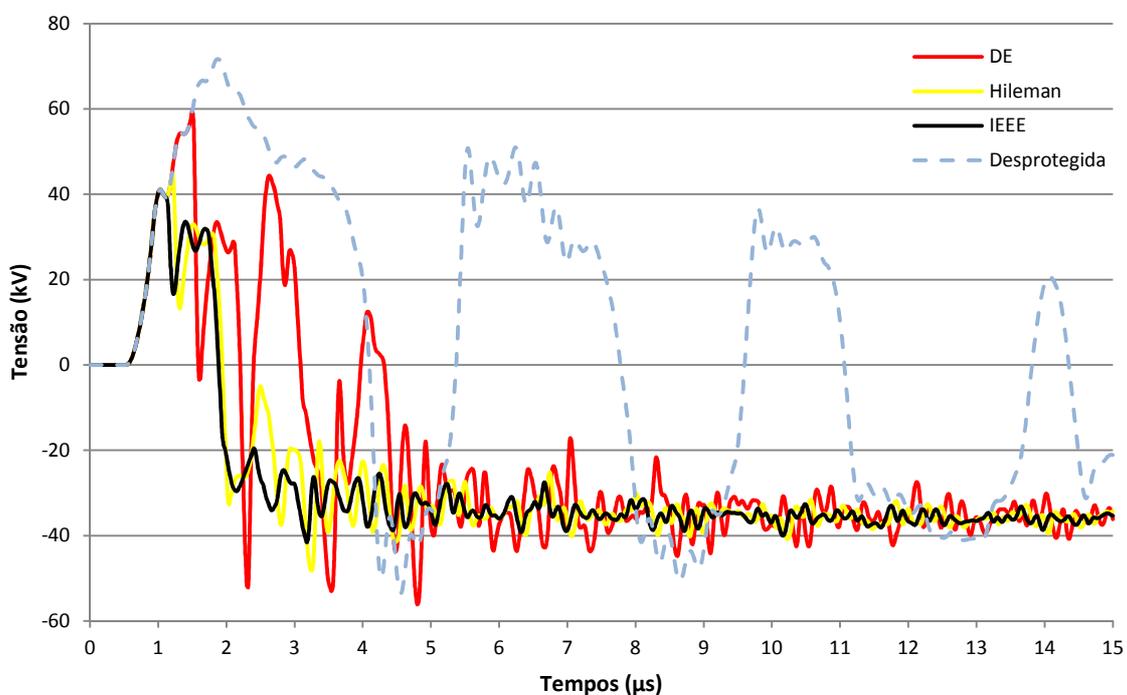


Figura 4.35 – Tensão no poste P8 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).

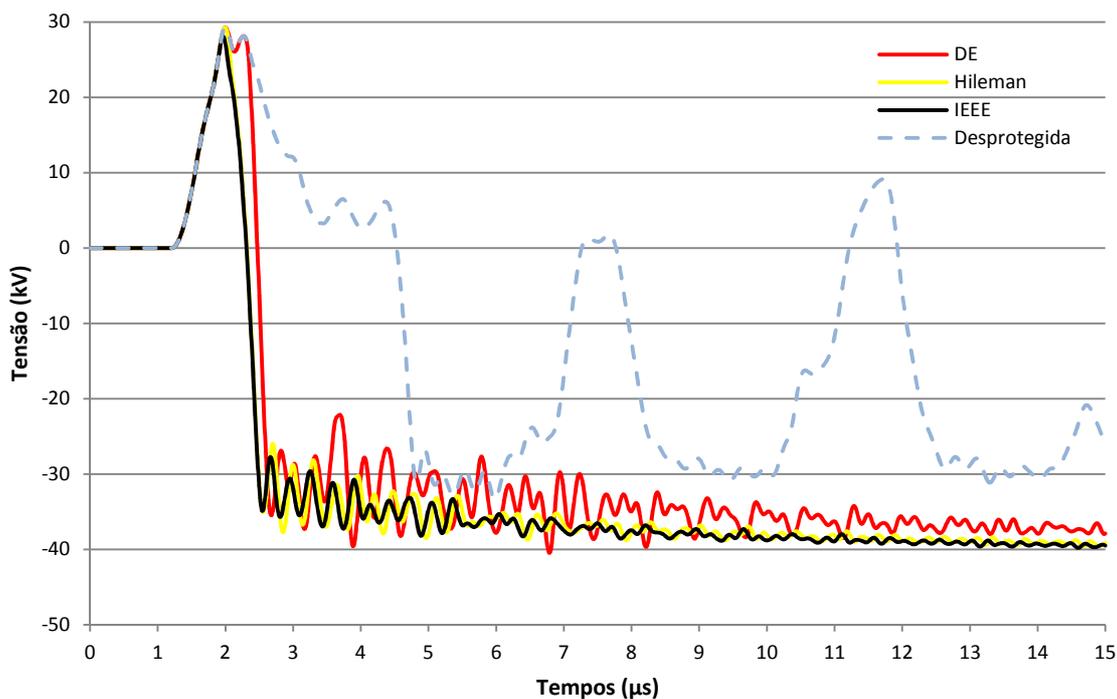


Figura 4.36 – Tensão no poste P12 para três modelos de isoladores e para o caso da ausência dos isoladores, considerando a incidência indireta de uma corrente triangular de descarga com amplitude de 100 kA a 50 metros da rede (com pára-raios).

4.4.4. Caso 4 – Variação da frente de onda da corrente

Uma análise importante a ser feita consiste na avaliação do impacto da variação do tempo de frente da onda de corrente de descarga nas tensões induzidas na rede de distribuição considerando-se o efeito dos isoladores. Para isso, utiliza-se uma onda de corrente triangular com amplitude de 100 kA e tempos característicos 0,5/50, 1/50, 4/50 e 10/50 μ s. Nas análises, supôs-se a incidência da descarga a 50 metros do centro do vão delimitado pelos postes P4 e P7 e a representação dos isoladores utilizando-se o método da integração com seleção dos parâmetros segundo o procedimento de menor variância proposto por Ancajima. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 4.37, que apresenta as sobretensões máximas calculadas nos postes da rede analisada considerando a presença de pára-raios para os diferentes tempos de frente de onda de corrente na base do canal.

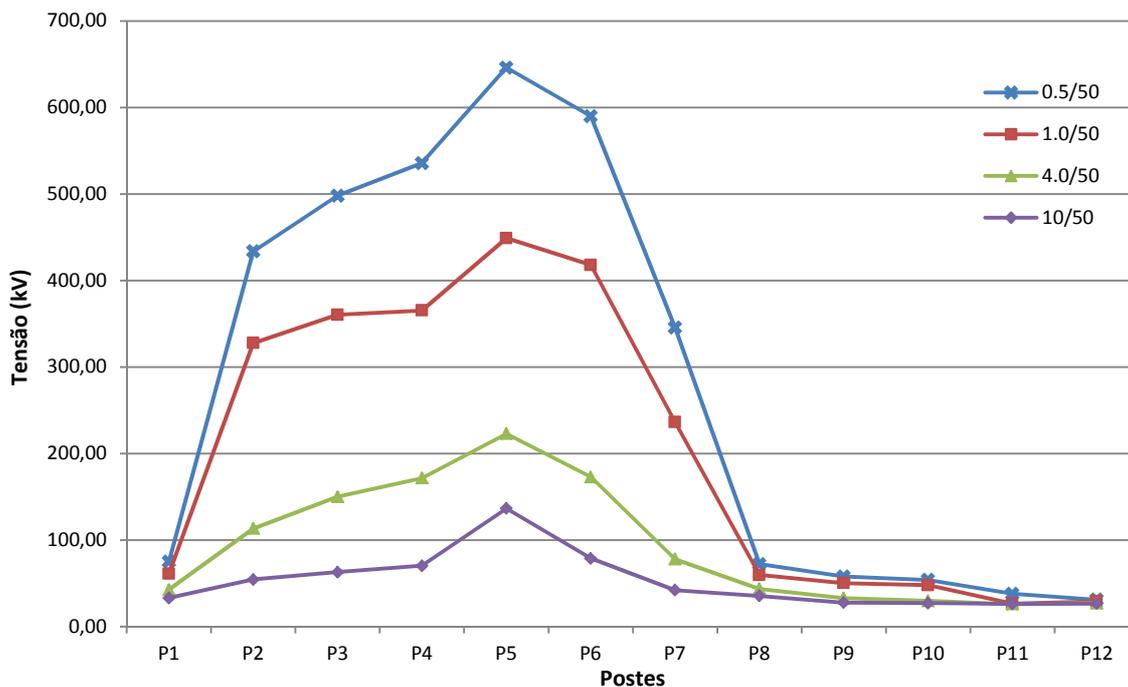


Figura 4.37 – Sobretensões máximas nos postes considerando-se uma corrente de descarga triangular com amplitude de 100 kA e diferentes tempos de frente, incidindo a 50 metros da rede. Na análise, considerou-se a modelagem dos isoladores com o método da integração com parâmetros calculados segundo procedimento proposto por Ancajima e a presença de pára-raios na rede.

Os resultados apresentados na Figura 4.37 indicam a importância de um modelo preciso de onda de corrente de descarga para o cálculo de tensões induzidas. Pequenas variações no tempo de frente da onda de corrente, que proporcionam diferentes taxas de variação da corrente, podem causar grandes alterações nos valores das sobretensões calculadas. Além disso, fica clara a importância de se utilizar um modelo de isolador adequado. Nas situações analisadas, as sobretensões máximas calculadas no poste P5 atingem valores que variam de aproximadamente 140 kV a 600 kV dependendo do tempo de frente considerado para a onda de corrente de descarga. Caso fosse considerado o método simplificado proposto pelo IEEE [2] para a avaliação do desempenho de isoladores de redes de distribuição frente a descargas atmosféricas indiretas, em que se supõe a ocorrência de disrupções sempre que a tensão incidente supera o valor de $1,5CFO$, nenhuma das sobretensões apresentadas na Figura 4.37 excederia 150 kV. Isso indica que a utilização do método simplificado proposto pelo IEEE [2] para a estimativa da taxa de falhas causadas por descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição deve ser vista com cautela. Essa observação está de acordo com as conclusões apresentadas em [4], que apontam que tal método leva a uma subestimação dessa taxa de falhas.

5 Conclusões e Propostas de Continuidade

5.1 Considerações Iniciais

A presente dissertação foi motivada pela relevância das tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição de energia elétrica. Mesmo sendo menos severo do que a ocorrência de descargas diretas sobre as linhas, esse fenômeno é de grande importância por causa dos baixos níveis de isolamento verificados, o que torna as redes de distribuição mais propensas à ocorrência de falhas de isolamento.

Historicamente, a avaliação computacional das falhas de isolamento causadas por descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição tem feito uso de modelos de isoladores simplificados. Esses modelos geralmente desprezam a influência da forma de onda da tensão incidente na avaliação da suportabilidade do isolador, o que torna os resultados obtidos sujeitos a erros significativos em muitas situações. Com isso, identificou-se a necessidade de um estudo que pudesse avaliar os efeitos de tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição aéreas considerando-se modelos mais rigorosos para a representação dos isoladores, contexto no qual se insere a presente dissertação.

Para avançar em direção ao cálculo de tensões induzidas aéreas em linhas de distribuição considerando-se a ocorrência de falhas de isolamento de maneira mais rigorosa do que usualmente assumida na literatura, realizou-se de início uma revisão bibliográfica dedicada a uma caracterização fundamental dos diferentes mecanismos de interação entre as descargas atmosféricas e as linhas de distribuição e dos modelos matemáticos aplicáveis à avaliação desses mecanismos. Essa revisão bibliográfica também incorporou um estudo de modelos dedicados à simulação computacional da ocorrência de falhas de isolamento na simulação de transitórios eletromagnéticos em linhas aéreas.

Com base na revisão bibliográfica realizada, foram escolhidos modelos adequados para a representação dos componentes do sistema elétrico avaliado, mais notavelmente dos isoladores, e também para a simulação dos efeitos das descargas atmosféricas nas linhas analisadas. Esses modelos foram implementados na plataforma ATP e utilizados na simulação de casos representativos dos efeitos de descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição. Os casos foram propostos com base em uma rede de distribuição real e permitiram a realização de análises de sensibilidade nas quais foram investigados os efeitos de descargas atmosféricas em sistemas de distribuição considerando-se a ocorrência de falhas de isolamento.

5.2 Conclusões

As principais conclusões obtidas a partir das análises realizadas nesta dissertação são apresentadas de maneira resumida a seguir:

- 1) A avaliação dos efeitos de descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição aéreas deve priorizar o emprego de formas de onda de corrente representativas de descargas atmosféricas reais. Além de levar a resultados mais realísticos em termos das formas de onda das tensões induzidas calculadas nas linhas iluminadas, essa abordagem permite uma avaliação mais rigorosa do desempenho dos isoladores da rede de distribuição frente às sobretensões incidentes, já que esse desempenho depende fortemente da forma de onda dessas sobretensões.

- 2) A utilização de modelos de isoladores mais rigorosos é fundamental para a correta avaliação da ocorrência de falhas de isolamento em redes de distribuição. Nesta dissertação, empregou-se o método da integração, que vem sendo amplamente utilizado na literatura para avaliar falhas de isolamento causadas por descargas atmosféricas diretas em linhas de transmissão e redes de distribuição. Por sua praticidade e suficiente rigor teórico, esse método se mostrou conveniente para o cálculo de tensões induzidas em linhas aéreas no domínio do tempo considerando a ocorrência de falhas de isolamento.

- 3) Para determinar os parâmetros a serem utilizados no método da integração, foram avaliadas três diferentes metodologias. A primeira dessas metodologias, proposta nesta dissertação, faz uso da técnica de solução de equações não lineares conhecida como método de Newton. A segunda metodologia segue o método de variância mínima proposto por Ancajima. Finalmente, a terceira metodologia tem como base o conjunto de parâmetros proposto por Hileman. A validade e a precisão dessas três metodologias foram avaliadas com base em comparações com curvas V-t obtidas em testes realizados em laboratório com isoladores de redes de distribuição reais. Os resultados obtidos indicaram que o modelo de variância mínima proposto por Ancajima leva a um conjunto de parâmetros que, empregado no método da integração, reproduz com maior precisão as curvas V-t dos isoladores testados em laboratório.

- 4) Para avaliar o efeito da ocorrência de falhas de isolamento no desempenho de redes de distribuição frente a tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas, implementou-se no ATP uma rede de distribuição monofásica rural contendo transformadores, aterramentos, cargas consumidoras e pára-raios. Essa rede se baseia em um trecho de rede real instalado na área de concessão da Companhia Energética de Brasília. Para a representação dos diferentes elementos da rede, foram utilizados modelos disponíveis na literatura. Para avaliar o desempenho dos isoladores, foi utilizado o método da integração e também o procedimento simplificado proposto pelo IEEE, que supõe a ocorrência de uma disrupção no isolador

assim que a sobretensão incidente exceda o valor de $1,5CFO$. As análises realizadas levaram às seguintes conclusões:

- (a) A corrente mediana de descargas subsequentes medidas na estação do Morro do Cachimbo não gerou sobretensões induzidas suficientemente intensas para levar à ocorrência de falhas de isolamento no trecho de linha avaliado, que possui CFO de 100 kV;
- (b) A corrente mediana de primeiras descargas de retorno medidas na estação do Morro do Cachimbo só gerou sobretensões induzidas suficientemente intensas para levar à ocorrência de falhas de isolamento no trecho de linha avaliado na condição de incidência da descarga a 50 m da linha. Por sua vez, os tempos de ruptura verificados se mostraram dependentes do modelo de isolador adotado.
- (c) A probabilidade de ocorrência de falhas de isolamento em linhas de distribuição aéreas aumenta com o aumento da amplitude da onda de corrente de descarga, com a redução do tempo de frente da onda de corrente da descarga, com a redução da distância entre o ponto de incidência da descarga e a linha e, naturalmente, com a redução do nível de isolamento da linha.
- (d) A ação de pára-raios é capaz de reduzir as sobretensões em pontos específicos da linha e de minimizar a ocorrência de falhas de isolamento na vizinhança desses pontos. No entanto, a aplicação de pára-raios em intervalos muito espaçados não é capaz de garantir uma proteção uniforme da linha.
- (e) A incidência de descargas com amplitudes elevadas e tempos de frente curtos em pontos relativamente próximos à linha favorece a ocorrência de disrupções na frente de onda das sobretensões induzidas. Nessa situação, em especial nos postes mais próximos ao ponto de incidência da descarga, os diferentes modelos de isolador avaliados levaram a resultados com maior discrepância entre si. Particularmente, o método da

integração com parâmetros estimados a partir da técnica proposta por Ancajima levou às maiores sobretensões nos pontos avaliados, enquanto o método simplificado proposto pelo IEEE e o método da integração utilizando parâmetros propostos por Hileman levaram à subestimação dessas sobretensões.

- (f) O método simplificado proposto pelo IEEE para a avaliação da taxa de falhas de redes de distribuição aéreas causada por tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas se mostrou particularmente limitado. De acordo com este método, a ocorrência de uma disrupção fica condicionada ao fato de a sobretensão no ponto de interesse exceder $1,5CFO$ (150 kV no caso da rede rural avaliada neste texto), sem que se leve em consideração a forma de onda da tensão. No entanto, em muitas das situações avaliadas nesta dissertação foram observadas sobretensões muito superiores a este valor que, no entanto, não causariam disrupções caso um modelo mais rigoroso de isolador fosse considerado. Por outro lado, há situações reais em que sobretensões com amplitudes inferiores a 150 kV podem levar à ocorrência de disrupções em instantes posteriores ao pico de tensão, fato esse que não seria contemplado pelo modelo simplificado proposto pelo IEEE. Pode-se concluir, portanto, que o procedimento recomendado pelo IEEE para a avaliação do desempenho de redes de distribuição aéreas frente a descargas atmosféricas indiretas considerando a ocorrência de falhas de isolamento deve ser vista com cautela. Esse resultado também reforça a necessidade de emprego de modelos de isoladores suficientemente precisos para a avaliação do desempenho de redes de distribuição frente a tensões induzidas por descargas indiretas.

5.3 Propostas de Continuidade

As motivações e análises presentes nesta dissertação de mestrado permitem a proposição de estudos adicionais. Um desses estudos poderia estar relacionado à modelagem e obtenção de parâmetros para isoladores poliméricos, que vêm substituindo os isoladores de porcelana utilizados nesta dissertação. Também seria interessante estender as análises realizadas neste trabalho a redes de distribuição trifásicas considerando os diferentes modelos de equipamentos e cargas ligados na rede.

Um importante contribuição para este trabalho seria a inclusão do efeito do solo nos modelos implementados no ATP, tanto no cálculo dos campos eletromagnéticos gerados pela descarga atmosférica quanto nas tensões e correntes induzidas que se propagam na linha. Isso estenderia a possibilidade de utilização do método proposto nesta dissertação a situações mais genéricas e mais próximas de condições encontradas na prática.

Como uma sugestão final, seria interessante a proposição de uma equação genérica que permitisse a obtenção direta dos parâmetros a serem empregados no método de integração para o caso de isoladores de redes de distribuição.

6 Referências Bibliográficas

- [1] VISACRO, S., "**Descargas Atmosféricas, Uma Abordagem de Engenharia**", São Paulo, Artliber Editora, 2005.
- [2] IEEE Std. 1410, "**Guide for Improving the Lightning performance of electric power overhead lines**", 2004.
- [3] HAGENGUTH, J. H., "**Volt-time Areas of Impulse Spark-over**", AIEE Trans., Vol. 60, 1941.
- [4] DE CONTI, A., PEREZ, E., SOTO, E., SILVEIRA, F. H., VISACRO, S., TORRES, H., "**Calculation of Lightning-Induced Voltages on Overhead Distribution Lines Including Insulation Breakdown**", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 25, No. 04, 2010.
- [5] HILEMAN, A. R., "**Insulation Coordination for Power Systems**", CRC Press, 1999.
- [6] CHISHOLM, W. A., "**New Challenges in Lightning Impulse Flashover Modeling of Air Gaps and Insulators**", Vol. 26, No. 02, IEEE Electrical Insulation Magazine, 2010.

- [7] CALDWELL, R. O., DARVENIZA, M., **"Experimental and Analytical Studies of the Effect of Non-Standard Waveshapes on the Impulse Strength of External Insulation"**, IEEE Trans. PAS, Vol. 92, p. 1420-1428, 1973.
- [8] ANCAJIMA, A., BARAN, I. A., COSTEA, M., CARRUS, A., CINIERI, E., DRAGAN, G., MAZZETTI, C., **"Breakdown Characteristics of MV Distribution and Electric Traction Lines Insulators Stressed by Standard and Short Tail Lightning Impulses"**, IEEE Power Tech. Conference, San Petersburg, Russia, 2005.
- [9] CHOWDHURI, P., MISHRA, A. K., MC CONNELL, B. W., **"Volt-time Characteristics of Short Air Gaps Under Nonstandard Voltage Waves"**, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 12, No. 01, p. 470-476, 1997.
- [10] DE CONTI, A., **"Modelos para Definição de Ondas de Corrente e Tensão Representativas das Solicitações de Sistemas de Distribuição por Descargas Atmosféricas"**, Tese de Doutorado, Programa de pós graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, 2006.
- [11] ANDERSON, R. B., ERIKSSON, A. J., **"Lightning Parameters for Engeneering Applications"**, Electra, No. 69, 1980.
- [12] VISACRO, S. SOARES, J., SCHROEDER, M. A. O., **"Statistical Analysis of Lightning Current Parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station"**, Journal of Geophysical Research, No. DO1105, Vol. 109, 2004.
- [13] SCHROEDER, M. A. O., SOARES, J., A., VISACRO, S. **"Evaluation of Directly Measured Lighting Parameters"**, V International Symposium on Lightning Protection (SIPDA), 1999.
- [14] RAKOV, V. A., UMAN, M. A., WANG, D., RAMBO, K. J., CRAWFORD, D. E., SCHNETZER, G. H., **"Lightning Properties From Triggered-Lighting Experiments at Camp Blanding, Florida (1997-1999)"**, in Proceedings of 25th ICLP - International Conference on Lightning Protection, Rhodes, Grécia, 2000.

- [15] HEIDLER, F., "**Analytische blitzstrom-funktion zur LEMP-berechnung**", Proc. Int. Conf. Lightning Protection, ICLP'85, Munich, Alemanha, 1985, p. 63-66.
- [16] NUCCI, C. A., RACHIDI, F., IANOZ, M., MAZZETI, C., "**Lightning Induced Voltages on Overhead Lines**", IEEE Transactions On Electromagnetic Compatibility, Vol. 35, No. 01, p. 75-86, Fevereiro, 1993.
- [17] VISACRO, S., "**A Representative Curve for Lightning Current Waveshape of First Negative Stroke**", Geophysical Research Letters , Vol. 31, 2004.
- [18] DE CONTI, A., VISACRO, S., "**Analytical Representation of Single- and Double-Peaked Lightning Current Waveforms**", IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 04, No. 02, p. 448-451, 2007.
- [19] POKHAREL, R. K., ISHII, M., BABA, Y., "**Numerical Electromagnetic Analysis of Lightning Induced Voltage Over Ground of Finite Conductivity**", IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 45, No. 04, 2003.
- [20] SILVEIRA, F. H., "**Modelagem para Cálculo de Tensões Induzidas por Descaegas Atmosféricas**", Tese de Doutorado, Programa de pós graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, 2006.
- [21] BABA, Y., ISHII, M., "**Numerical Electromagnetic Field Analysis of Lightning Current in Tall Structures**", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 02, 2001.
- [22] SILVEIRA, F. H., VISACRO, S., "**Lightning Effects in the Vicinity of Elevated Structures**", Journal of Electrostatics, Vol. 65, No. 6-5, p. 342-349, Outubro, 2006.
- [23] NUCCI, C. A., DIENDORFER, G., UMAN, M. A., RACHIDI, F., IANOZ, M., MAZZETI, C., "**Lightning Return Stroke Models With Specified Channel-Base Current: A Review and Comparison**", Journal of Geophysical Research, Vol. 95, 1990.
- [24] UMAN, M. A., "**Lightning**", Dover Publication Inc., Nova York, 1984.

- [25] RACHIDI, F., NUCCI, C. A., IANOZ, M., MAZZETTI, C., **"Influence of a Lossy Ground on Lightning Induced Voltages on Overhead Lines"**, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 38, No. 03, p. 250-264, 1996.
- [26] VISACRO, S., SOARES J., A., **"HEM: A Model for Simulation of Lightning Related Engineering Problems"**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 02, 2005.
- [27] SILVEIRA, F. H., VISACRO, S., HERRERA, J., TORRES, H., **"Evaluation of Lightning-Induced Voltages Over a Lossy Ground by the Hybrid Electromagnetic Model"**, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 51, p. 156-160, 2009.
- [28] SILVEIRA, F. H., VISACRO S., SCHROEDER, M. A. O., SOARES, J. A., **"Novo Modelo Para Cálculo De Tensão Induzida Em LT's"**, Eletroevolução, p. 44-47, 2001.
- [29] AGRAWAL, A. K., PRICE, H. J., GURBAXANI, S. H., **"Transient Response of Multiconductor Transmission Lines Excited by a Nonuniform Electromagnetic Field"**, IEEE Transactions on Electromagnetic Compability, Vol. EMC-22, 1980.
- [30] RUSCK, S., **"Induced Lightning Overvoltages on Power-Transmission Lines with Special Reference to the Overvoltage Protection of Low-Voltage Networks"**, Ph.D. dissertation presented at the Kungl. Tekniska Hogskolan, Stockholm, Sweden, 1957.
- [31] TAYLOR, C. D., SATTERWHITE, R. S., HARRISON, C. W., **"The Response of a Terminated Two-Wire Transmission Line Excited by a Nonuniform Electromagnetic Field"**, IEEE Trans. Antennas Propagat, Vol. AP-13, 1965.
- [32] PAUL, C. R., **"Frequency Response of Multiconductor Transmission Lines Illuminated by an Electromagnetic Field"**, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. EMC-18, p. 183-190, 1976.

- [33] RACHIDI, F., **"Formulation of the Field-to-Transmission Line Coupling Equations in Terms of Magnetic Excitation Fields"**, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 35, No. 03, Agosto, 1993.
- [34] DOMMEL, H. W., **"Digital Computer Solution on Eletromagnetic Transients in Single - and Multiphase Networks"**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1969.
- [35] KUFFEL, E., ZAENGL, W. S., KUFFEL, J., **"High Voltage Engineering Fundamentals"**, 2000.
- [36] JONES, A. R., **"Evaluation of the Integration Method for Analysis of Nonstandard Surge Voltages"**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 02, p. 1206-1208, 1954.
- [37] SHINDO, T., SUZUKI, T., **"A New Calculation Method of Breakdown Voltage-time Characteristics of Long Air Gaps"**, IEEE Trans. Power App. Syst, p. 1556-1563, Jun 1985.
- [38] PIGINI, A. et al., **"Performance of Large Air Gaps Under Lightning Overvoltage: Experimental Study and Analysis of Accuracy of Predetermination Methods"**, IEEE Trans. Power Del., Vol. 04, No. 02, p. 1379-1392, 1989.
- [39] MOTOYAMA, H., **"Experimental Study and Analysis of Breakdown Characteristics of Long Air Gaps with Short Tail Lightning Impulse"**, IEEE Trans. Power Del., Vol. 11, No. 02, p. 972-979, 1996.
- [40] KIND, D., **"The Formative Area of Technical Electrode Configurations Under Impulse Voltage Stress"**, Elektrotechnische Zeitschrift, Vol. 79, p. 65-69, 1978.
- [41] ANCAJIMA, A., CARRUS, A., CINIERI, E., MAZZETTI, C., **"Optimal Selection of Disruptive Effect Models Parameters for The Reproduction of MV Insulators Volt-time Characteristics Under Standard and Non Standard Lightning Impulses"**, IEEE Power Tech, Lausanne Switzerland, Julho, 2007.

- [42] IEEE WORKING GROUP ON CHARACTERISTICS OF PROTECTIVE GAPS OF THE SURGE PROTECTIVE DEVICES COMMITTEE, "**Sparkover Characteristics of High Voltage Protective Gaps**", IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, B.C., Canada, 1973.
- [43] BARAN, I., COSTEA, M., CRISTESCU, D., "**Response of MV Insulation to Standard and Non Standard Lightning Impulses**", CIGRE WG C.4.4.01 "Lightning", Setembro, 2004.
- [44] WITZKE, R. L., BLISS, T. J., "**Surge Protection of Cable Connected Equipment**", AIEE Trans., Vol. 69, 1950.
- [45] WITZKE, R. L., BLISS, T. J., "**Coordination of Lightning Arrester Location With Transformer Insulation Level**", AIEE, Vol. 60, p. 964-975, 1950.
- [46] DARVENIZA, M., VLASTOS, A.E, "**The Generalized Integration Method for Predicting Impulse Volt-Time Characteristics for Non-Standard Shapes. A Theoretical Basis.**" IEEE Trans. Elect. Insul., Vol. 23, No. 03, p. 373-381, 1988.
- [47] CHOWDHURI, P., MISHRA, A. K., MARTIN, P. M., MC CONNELL, B. W., "**The Effect of Non Standard Lightning Voltage Waveshapes on The Impulse Strength of Short Air-Gaps**", IEEE Trans. Power Del., Vol. 09, No. 04, p. 1991-1999, Outubro, 1994.
- [48] MACLEOD, A.J., "**A Generalization of Newton-Raphson**", Int. J. Math. Ed. Sci. Tech., Vol. 15, No. 01, p. 117-120, Janeiro 1984.
- [49] DOMMEL, H. W., "**EMTP Theory Book - Second Edition**", Microtran Power Systems Analysis Corporation, May, 1992.
- [50] FICAP, "**Catálogo de Fios e Cabos Nus de Alumínio para Linhas Aéreas**", 2010.
- [51] OBASE, P. F., ROMERO, F., JANISZEWSKII, J. M., PIANTINI, A., NETO, A. S., CARVALHO, T. O., FILHO, A. A., "**Lightning Surges Transferred to the Secondary of Distribution Transformers Due to Direct Strikes on MV Lines, Considering Different LV Line Configurations**", in X International Symposium on Lightning Protection, Curitiba, Brazil, 2009.

- [52] DE CONTI, A., VISACRO, S., **"A Simplified Model to Represent Typical Grounding Configurations Applied in Medium-Voltage and Low-Voltage Distribution Lines"**, in Proceedings of IX SIPDA – Int. Symp. on Lightning Protection, Foz do Iguaçu, 2007.
- [53] DE CONTI, A., VISACRO, S., SILVA, E. G., **"Análise da Influência do Furto do Condutor Neutro no Desempenho de Redes de Distribuição de Média Tensão Contra Descargas"**, in Décimo Tercer Incuentro Regional Iberoamreicano de CIGRÉ, Puerto Iguazú, 2009.
- [54] BASSI, W., **"Input Impedance Characteristics and Modeling of Low-Voltage Residential Installations for Lightning Studies"**, in International Conference on Lightning Protection, Uppsala, 2008.