

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO MONOFILARES COM RETORNO
PELA TERRA (MRT) FRENTE A DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS**

por

MÁRCIO SEVERINO DA SILVA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: ZANONI DUEIRE LINS, Doutor

Recife, Dezembro de 2015.

© Márcio Severino da Silva, 2015.

Catálogo na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

S586a Silva. Márcio Severino da.
Análise de desempenho de redes de distribuição monofilares com retorno pela terra (mrt) frente a descargas atmosféricas / Márcio Severino da Silva - Recife: O Autor, 2015.
114folhas, Il. e Tab.

Orientador: Prof. Dr. Zanoni Dueire Lins.
Coorientador: Prof. Dr. Cecilio José Lins Pimentel.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Descarga atmosferica. 3. Rede MRT.
4. AtpDraw. 5. Simulação. 6. Proteção de redes. I. Lins, Zanoni Dueire (Orientador). II. Pimentel, Cecilio José Lins. (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.) BCTG/2016 - 07



Universidade Federal de Pernambuco

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

MÁRCIO SEVERINO DA SILVA

TÍTULO

***“ANÁLISE DE DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO
MONOFILARES COM RETORNO PELA TERRA (MRT)
FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS”***

A comissão examinadora composta pelos professores: ZANONI DUEIRE LINS, DEE/UFPE, JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA, DEE/UFPE e LUIZ HENRIQUE ALVES DE MEDEIROS, DEE/UFPE, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **MÁRCIO SEVERINO DA SILVA **APROVADO****.

Recife, 18 de dezembro de 2015.

CECILIO JOSÉ LINS PIMENTEL
Coordenador do PPGEE

ZANONI DUEIRE LINS
Orientador e Membro Titular Interno

LUIZ HENRIQUE ALVES DE MEDEIROS
Membro Titular Externo

JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA
Membro Titular Interno

A meus pais, Marta Maria e José Silva, e minha amada esposa Flávia Souza com muito amor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a DEUS por tudo, e aos meus familiares pelo apoio incondicional.

Agradeço à Universidade Federal de Pernambuco pela oferta do conhecimento científico por meio dos docentes do curso de mestrado em Engenharia Elétrica e, em especial, ao Professor Zanoni Dueire Lins por ter sido meu orientador nesta dissertação.

Aos meus amigos da turma do programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, pela acolhida e companheirismo na vida acadêmica.

Aos Celpianos José Aderaldo Lopes, Fabiano da Silva Almeida, Henrique Almeida de Aquino e Jose Kedson de Melo Souza, pelo fornecimento de material, fundamental para a continuidade deste trabalho e pelo tempo desprendido de colaboração. À CELPE em geral, por ter facilitado o acesso e proporcionado a visita à rede MRT modelada nesse trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários
à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO MONOFILARES COM RETORNO PELA TERRA (MRT) FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Márcio Severino da Silva

Dezembro/2015

Orientador: Zanoni Dueire Lins, Doutor

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Palavras-chave: Descarga Atmosférica, Rede MRT, AtpDraw, simulação, proteção de redes.

Número de Páginas: xiv+100.

RESUMO: Esta dissertação tem como objetivo entender e propor estratégias para a melhoria do desempenho de redes do tipo Monofilar com Retorno pela Terra (MRT) frente a descargas atmosféricas. Para tanto, dedicou-se, primeiramente, a estudar as modelagens, as conceituações necessárias a fim de entender o comportamento que rege as correntes de descargas atmosféricas. Logo, partindo deste ponto, este trabalho se propôs a verificar quais os pontos mais frágeis da rede de distribuição e a implementar sistemas de proteção com novas estratégias, inclusive a utilização do cabo guarda não utilizado nesse tipo de instalação, e posteriormente, avaliar o funcionamento dessas estratégias de proteção por meio de simulações de seus comportamentos ao longo do tempo e a resposta em frequência de um conjunto de vários equipamentos que são partes integrantes da rede MRT. Dois aspectos foram concentrados nesta avaliação: a análise das relações entre estas curvas das grandezas elétricas, confrontando a análise com toda teoria estudada; e a observação do desempenho dinâmico obtido para cada estratégia. Foram feitas comparações entre as diversas possibilidades de solução para entender a necessidade da utilização de Para-raios, cabo guarda e sistemas de aterramento nos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas.

Palavras-chave: Descarga Atmosferica, Rede MRT, AtpDraw, simulação, proteção de redes.

Abstract of Dissertation presented to UFPE as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

ANALYSIS OF NETWORK PERFORMANCE SINGLE WIRE EARTH RETURN (SWER) FACE TO ATMOSPHERIC DISCHARGE

Márcio Severino da Silva

December /2015

Supervisor: Zanoni Dueire Lins, Doutor

Concentration Area: Energy Processing.

Keywords: Lightning, SWER network, AtpDraw, simulation, network protection.Em
umber of Pages: xiv+100.

ABSTRACT: This thesis aims to understand and to propose strategies to improve the performance of monofilar type networks with the Single Wire Earth Return (SWER) against lightning. To this end, It was dedicated, first, to study the modeling, the necessary concepts to understand the behavior that governs the currents of lightning. Thus, starting from this point, this study proposed to check what the weakest points of the distribution network and implement protection systems with new strategies, including the use of guard cable not used in this type of installation, and subsequently to assess the functioning these protection strategies through simulations of their behavior over time and the response in frequency of a set of multiple devices that are parts of the SWER network. Two aspects were concentrated in this assessment: the analysis of the relations between these curves of the electrical greatness, confronting the analysis in all studied theory; and the observation of the dynamic performance obtained for each strategy. Comparisons were made among the various possibilities of solution to understand the necessity of using lightning rod, guard cable and grounding systems in protection systems against lightning.

Keywords: Lightning, SWER network, AtpDraw, simulation, network protection.

Sumário

| | |
|---|------|
| Lista de Figuras | ix |
| Lista de Tabelas | xii |
| Lista de Abreviaturas..... | xiii |
| Lista de Símbolos | xiv |
| 1 Introdução | 1 |
| 1.1 Aspectos Gerais | 1 |
| 1.2 Organização do texto | 5 |
| 2 O Sistema MRT | 6 |
| 2.1 Introdução | 6 |
| 2.2 Redes de Distribuição Rural | 7 |
| 2.2.1 A Rede MRT convencional | 8 |
| 2.2.2 Características do Sistema MRT convencional | 11 |
| 2.2.3 Sistema sem transformador de isolamento | 13 |
| 2.2.4 Sistema com transformador de isolamento..... | 14 |
| 2.2.5 O aterramento no sistema MRT..... | 16 |
| 2.2.6 Principais vantagens e desvantagens do sistema MRT | 18 |
| 2.2.7 O sistema MRT no contexto CELPE..... | 20 |
| 2.3 Considerações Finais | 21 |
| 3 Modelos de Componentes | 22 |
| 3.1 Introdução | 22 |
| 3.2 ATPDraw e suas aplicações..... | 22 |
| 3.3 Modelagem da Rede de Distribuição MRT no ATPDraw | 24 |
| 3.4 Modelagem da Descarga atmosférica no ATPDraw | 33 |
| 3.5 modelagem do Supressor de Surto no ATPDraw | 35 |
| 3.6 modelagem dos Isoladores no ATPDraw | 38 |
| 3.7 modelagem do poste no ATPDraw | 41 |
| 3.8 modelagem do sistema de aterramento no ATPDraw | 43 |
| 3.9 Modelagem do transformador no ATPDraw | 46 |
| 3.10 Considerações Finais..... | 47 |
| 4 Simulações e Resultados | 48 |
| 4.1 Introdução | 48 |
| 4.2 Incidência direta da Descarga no Sistema | 49 |
| 4.3 Incidência direta da descarga no Sistema com colocação de Para-raios em pontos críticos | 52 |
| 4.4 Incidência direta da descarga no Sistema com colocação de Para-raios em todos os pontos..... | 57 |
| 4.5 Incidência direta da descarga no Sistema com colocação de cabo guarda | 66 |
| 4.6 Suportabilidade dos isoladores | 75 |
| 4.7 Considerações Finais | 78 |
| 5 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros | 79 |
| 5.1 Conclusões Gerais..... | 79 |
| 5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros | 80 |
| 6 Apêndice | 82 |
| 6.1 Introdução | 82 |
| 6.2 A Descarga Atmosférica | 83 |
| 6.3 Principais parâmetros relacionados à Descarga Atmosférica | 86 |

| | | |
|-------|---------------------------------|----|
| 6.3.1 | Índice cerámico..... | 86 |
| 6.3.2 | Densidade de raios | 87 |
| 6.3.3 | Amplitude de corrente | 88 |
| 6.3.4 | Forma de onda | 90 |
| | Referências Bibliográficas..... | 94 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 – Transformador ligado a um sistema MRT para um consumidor [6]..... | 3 |
| Figura 1.2 – Sistema monofilar – rede de distribuição a três fios [7]. | 3 |
| Figura 2.1 – Sistema MRT. Um único condutor fase[34]. | 8 |
| Figura 2.2 – Transformador do Sistema MRT. Um único condutor fase[34]. | 8 |
| Figura 2.3 – Sistema MRT instalado na Nova Zelândia – 1920 [34]. | 9 |
| Figura 2.4 – Transformadores monofásicos monofásicos com um lado em AT ligada ao condutor fase e o outro à terra [37]...... | 12 |
| Figura 2.5 – Enrolamentos primário e secundário dos transformadores monofásico usados no sistema MRT [37]...... | 12 |
| Figura 2.6 – Sistema MRT sem transformador de isolamento [36]. | 14 |
| Figura 2.7 – Sistema MRT com transformador de isolamento [38]..... | 15 |
| Figura 3.1 – Tela do programa ATPDraw – Versão 3.2p11 | 23 |
| Figura 3.2 – Modelo π monofásico para LT [11]...... | 24 |
| Figura 3.3 – Modelo π trifásico para LT [11]. | 24 |
| Figura 3.4 – Rotina para Linha de transmissão. | 25 |
| Figura 3.5 – Desenho da estrutura M1 [31]. | 26 |
| Figura 3.6 – Desenho da estrutura M2 [31]. | 26 |
| Figura 3.7 – Desenho da estrutura M3 [31]. | 27 |
| Figura 3.8 – Desenho da estrutura M3 [31]. | 27 |
| Figura 3.9 – Poste L078357. Primeiro poste da rede MRT em estudo. | 28 |
| Figura 3.10 – Poste L078360. Quarto poste da rede MRT em estudo. | 28 |
| Figura 3.11 – Poste L078365. Nono poste da rede MRT em estudo. | 29 |
| Figura 3.12 – Trecho de um vão da rede MRT em estudo..... | 29 |
| Figura 3.13 – Primeira tela da Rotina LCC. | 30 |
| Figura 3.14 – Segunda tela da Rotina LCC..... | 33 |
| Figura 3.15 – Ícone da fonte geradora da forma de onda Heidler no ATPDraw. | 34 |
| Figura 3.16 – Forma de onda Heidler gerada pelo ATP – 10000A – 1,2/50us. | 34 |
| Figura 3.17 – Ajustes dos parâmetros para a onda de Heidler no ATP. | 35 |
| Figura 3.18 – Curva típica $V \times I$ dos Para-raios de Oxido de Zinco na classe de tensão 15kV [41]...... | 36 |
| Figura 3.19 – Modelo do Pára-raio em situações de alta frequência..... | 37 |
| Figura 3.20 – Modelo do Para-raios para simulação. | 37 |
| Figura 3.21 – Configuração do resistor não-linear. | 37 |
| Figura 3.22 – Detalhe da estrutura monofásica utilizada em tangente e pequenos ângulos [31]. | 38 |
| Figura 3.23 – Mecanismo do modelo elétrico do isolador no ATP-Draw [55]. | 39 |
| Figura 3.24 – Modelo do isolador para simulação. | 40 |
| Figura 3.25 – Configuração da chave controlada por tensão..... | 40 |
| Figura 3.26 – Poste no sistema MRT. | 41 |
| Figura 3.27 – Aterramento utilizado para instalação de transformador monofásico [31]. | 44 |
| Figura 3.28 – Circuito equivalente e parâmetros do aterramento[58]..... | 45 |
| Figura 3.29 – Modelo do aterramento para simulação..... | 45 |
| Figura 3.30 – Modelo por fase do transformador para altas frequências [41]. | 46 |
| Figura 4.1 – Planta baixa da rede MRT. | 48 |
| Figura 4.2 – Perfil da rede MRT. | 48 |
| Figura 4.3 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw. | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.4 – Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede. | 50 |
| Figura 4.5 – Curvas de tensão no ponto de incidência da descarga atmosférica (20 kA) (XX1201), no início (XX1311) e no final da rede (XX1209). | 50 |
| Figura 4.6 – Descarga atmosférica atingindo vários pontos diferentes da rede MRT. | 51 |
| Figura 4.7 – Curvas de tensão nos Pontos 1(XX1445),7(XX2107) e 6(XX1201) considerando a injeção de surto atmosférico de 20 kA nos respectivos pontos. | 52 |
| Figura 4.8 – Descarga atmosférica atingindo três diferentes pontos da rede MRT (não simultaneamente) considerando a presença de para-raios nestes respectivos pontos. | 53 |
| Figura 4.9 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente início da Rede (Ponto 1). | 53 |
| Figura 4.10 – Curva de tensão no ponto 1 (XX0640). | 54 |
| Figura 4.11 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente na metade da Rede (Ponto 6). | 55 |
| Figura 4.12 – Curva de tensão no ponto 6 (XX0746). | 55 |
| Figura 4.13 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente na metade da Rede (Ponto 7). | 56 |
| Figura 4.14 – Curva de tensão no ponto 7 (XX0964). | 56 |
| Figura 4.15 – Descarga atmosférica atingindo um ponto no meio do comprimento da rede com instalação de Para-raios em todos os postes. | 57 |
| Figura 4.16 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios em toda a rede. | 58 |
| Figura 4.17 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios nos Pontos 1, 6 e 7. | 59 |
| Figura 4.18 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com instalação de Para-raios somente nos pontos 1,6 e 7(XX0467) e no mesmo ponto com Para-raios em todos os pontos (XX0685). Tensões no ponto 6. | 60 |
| Figura 4.19 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com instalação de Para-raios somente nos pontos 1,6 e 7(XX0469) e no mesmo ponto (XX0687) com Para-raios em todos os pontos. Tensões no ponto 7. | 60 |
| Figura 4.20 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com instalação de Para-raios somente nos pontos 1,6 e 7(XX0577) e no mesmo ponto com Para-raios em todos os pontos (XX0795). Tensões no ponto 1. | 61 |
| Figura 4.21 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios em toda a rede com resistência de aterramento 119 Ω. | 62 |
| Figura 4.22 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios em toda a rede com resistência de aterramento 66,28 Ω. | 63 |
| Figura 4.23 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com Para-raios em todos os pontos para um resistência de 119Ω (XX0793) e 66,28Ω (XX0575). Tensões no ponto 6. | 64 |
| Figura 4.24 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com Para-raios em todos os pontos para um resistência de 119 Ω (XX0795) e 66,28 Ω (XX0577). Tensões no ponto 7. | 64 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.25 – <i>Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com Para-raios em todos os pontos para um resistência de 119 Ω (XX00903) e 66,28 Ω (XX0685). Tensões no ponto 1.</i> | 65 |
| Figura 4.26 – <i>Rede MRT com instalação de cabo guarda.</i> | 66 |
| Figura 4.27 – <i>Segunda tela da Rotina LCC com cabo guarda.</i> | 68 |
| Figura 4.28 – <i>Perfil da rede MRT com instalação de cabo guarda.</i> | 68 |
| Figura 4.29 – <i>Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com cabo guarda.</i> | 69 |
| Figura 4.30 – <i>Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o cabo guarda no ponto 6 da rede MRT com instalação de cabo guarda a 20 cm do condutor fase. Resistência de aterramento de 119 Ω.</i> | 69 |
| Figura 4.31 – <i>Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com cabo guarda para um afastamento de 60 cm.</i> | 71 |
| Figura 4.32 – <i>Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o cabo guarda no ponto 6 da rede MRT com instalação de cabo guarda a 60cm do condutor fase. Resistência de aterramento de 119 Ω.</i> | 71 |
| Figura 4.33 – <i>Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com cabo guarda. Resistência de aterramento de 66,28 Ω.</i> | 72 |
| Figura 4.34 – <i>Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o cabo guarda no ponto 6 da rede MRT com instalação de cabo guarda a 60 cm do condutor fase. Resistência de aterramento de 66,28 Ω.</i> | 73 |
| Figura 4.35 – <i>Descarga atmosférica de 2 kA atingindo a rede MRT.</i> | 75 |
| Figura 4.36 – <i>Descarga atmosférica de 9,5 kA atingindo a rede MRT com instalação de cabo guarda e $R_{at}=66,28 \Omega$.</i> | 76 |
| Figura 4.37 – <i>Descarga atmosférica de 13,5 kA atingindo a rede MRT com instalação de cabo guarda e resistência de aterramento de 30,94 Ω.</i> | 77 |
| Figura 6.1 – <i>Distribuição típica das cargas elétricas no interior de uma nuvem tempestuosa [13].</i> | 84 |
| Figura 6.2 – <i>Aspecto de uma descarga atmosférica [14].</i> | 85 |
| Figura 6.3 – <i>Mapa Isoceraunico do Brasil [15].</i> | 86 |
| Figura 6.4 – <i>Curva de Distribuição Acumulada [22].</i> | 89 |
| Figura 6.5 – <i>Formação das descargas atmosféricas [23].</i> | 90 |
| Figura 6.6 – <i>Forma de onda típica de descargas atmosféricas com polaridade positiva [14].</i> | 91 |
| Figura 6.7 – <i>Forma de onda típica de descargas atmosféricas com polaridade negativa [14].</i> | 92 |
| Figura 6.8 – <i>Representação da onda do tipo dupla exponencial [25].</i> | 93 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 – <i>Sistemas MRT implantados pelas empresas de distribuição de energia [35].</i> | 11 |
| Tabela 2.2 – <i>Resistividade do solo de algumas regiões do Brasil [32].</i> | 17 |
| Tabela 2.3 – <i>Custos dos sistemas empregados na eletrificação rural padrão CELPE [35].</i> | 19 |
| Tabela 2.4 – <i>Resistência de terra para transformadores em sistemas padrão CELPE [31]</i> | 20 |
| Tabela 3.1 – <i>Cabos de Alumínio com alma de aço – CAA (Serie AWG).</i> | 31 |
| Tabela 3.2 – <i>Pontos da curva típica $V \times I$ de para-raios de média tensão [41].</i> | 36 |
| Tabela 3.3 – <i>Características do isolador polimérico de pino.</i> | 40 |
| Tabela 3.4 – <i>Dimensões dos postes de concreto [31].</i> | 42 |
| Tabela 3.5 – <i>Valores máximos da resistência do Aterramento de acordo com a potência do transformador [31].</i> | 43 |
| Tabela 3.6 – <i>Parâmetros típicos para o circuito do transformador para altas frequências [41].</i> | 46 |
| Tabela 4.1 – <i>Valores máximos de tensão em varios pontos da MRT quanto atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA.</i> | 51 |
| Tabela 4.2 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20KA sem Para-raios e com Para-raios.</i> | 57 |
| Tabela 4.3 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA no ponto 6 com apenas 03 para-raios e com para-raios ao longo de toda a rede.</i> | 61 |
| Tabela 4.4 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA no ponto 6 com com para-raios ao longo de toda a rede.</i> | 65 |
| Tabela 4.5 – <i>Características elétricas (20° C) dos cabos de aço zincado [28]</i> | 67 |
| Tabela 4.6 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quanto atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA com para-raios ao longo de toda a rede e com instalação de cabo guarda. Distância ao cabo fase de 20 cm e resistência de aterramento de 119 Ω.</i> | 70 |
| Tabela 4.7 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA com com instalação de cabo guarda a 20 cm e 60 cm do cabo fase e resistência de aterramento de 119 Ω.</i> | 72 |
| Tabela 4.8 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT em estudo (com cabo guarda com mudança do valor da resistência de aterramento). Injeção de surto atmosférico de 20 kA.</i> | 74 |
| Tabela 4.9 – <i>Valores máximos de tensão em três pontos da MRT em estudo (sem cabo guarda e com cabo guarda com resistência de aterramento de 66,28Ω). Injeção de surto atmosférico de 20 kA.</i> | 74 |
| Tabela 6.1 – <i>Índice cerâmico de algumas cidades do Brasil [15].</i> | 87 |

Lista de Abreviaturas

| | |
|---------|---|
| MRT | Monofilar com Retorno pela Terra |
| MRN | Monofilar com Retorno pelo Neutro |
| IC | Índice Cerâmico |
| DR | Densidade de Raios |
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| NBR | Norma Brasileira |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| NBI | Nível Básico de Isolamento |
| COPEL | Companhia Paranaense de Energia |
| CELESC | Centrais Elétricas de Santa Catarina |
| CEMAR | Companhia Energética do Maranhão |
| CELPE | Companhia Energética de Pernambuco |
| COELBA | Companhia Energética da Bahia |
| LIGHT | Companhia Energética do Rio de Janeiro |
| CESP | Companhia Energética de São Paulo |
| COPEL | Companhia Paranaense de Energia |
| CELESC | Centrais Elétricas de Santa Catarina |
| CEEE | Companhia Estadual de Energia Elétrica |
| CAA | Condutores de alumínio com alma de aço |
| AWG | American Wire Gauge |
| CAZ | Condutor de Aço Zincado |
| ATP | Alternative Transient Program |
| EMTP | Electromagnetic Transients Program |
| ATPDraw | Graphical Preprocessor to ATP |
| CHESF | Companhia Hidro Elétrica do São Francisco |
| LCC | Line Constants Cable to ATP |
| CFO | Critical Flashover Overvoltage |
| HEM | Hybrid Eletromagnetic Model |
| RLC | Resistor-Capacitor-Indutor |
| LT | Linha de Transmissão |

Lista de Símbolos

| | |
|--------------|--|
| DR | Densidade de raios |
| IC | Índice cerâmico |
| Ng | Densidade de descargas atmosféricas para a terra |
| Td | Número de dias de trovoada por ano |
| I | Corrente de pico de uma descarga |
| I_0 | Amplitude máxima de corrente |
| i_0 | Amplitude máxima de corrente de uma determinada descarga |
| R | Matriz de Resistências |
| L | Matriz de Indutâncias |
| C | Matriz de Capacitâncias |
| R_{out} | Raio externo do condutor |
| R_{int} | Raio interno do condutor |
| $R1$ | Resistência do condutor na temperatura T1 |
| $R2$ | Resistência do condutor na temperatura T2 |
| R_{poste} | Resistência elétrica do poste |
| Hc | Altura do poste |
| rc | Raio da base do poste |
| e | Engastamento do poste |
| L | Comprimento do poste |
| Rp | Raio equivalente da base do poste |
| Lb | Largura da base do poste |
| Cb | Comprimento da base do poste |
| ρ | Resistividade do solo |
| ϵ_r | Permissividade relativa |

1 INTRODUÇÃO

1.1 ASPECTOS GERAIS

A sociedade não concebe mais sobreviver sem a energia elétrica. Todo o sistema produtivo, modo de operação da população e qualidade de vida das pessoas estão baseados na utilização da energia elétrica. No entanto, existe uma parcela considerável de pessoas que não têm acesso a esse tão precioso bem.

A universalização do fornecimento de energia continua sendo um grande desafio para os governantes e para todos aqueles que trabalham no setor de distribuição de energia, principalmente quando se fala em termos do atendimento aos estabelecimentos localizados em áreas rurais, importantíssimo para a fixação da população nesses locais, pois como foi apresentado pelo CENSO 2010, mais de dois milhões e trezentas mil pessoas das zonas rurais não possuem energia elétrica [1].

Um sistema do tipo MRT apresenta várias vantagens e desvantagens quando comparado a outros tipos de sistemas de distribuição de energia, principalmente quando comparado ao sistema monofásico com dois fios, fase e neutro, alternativa ao MRT, o que impõe que a solução definitiva seja bem analisada e projetada a fim de atender todos os requisitos técnicos e econômicos. Assim, essa solução de engenharia pretende ao mesmo tempo atender uma parcela da população que se encontra à margem do desenvolvimento social, podendo suprir de forma satisfatória os requisitos de segurança, qualidade de energia, continuidade de fornecimento e que seja viável economicamente.

Diante dos desafios que existem para tornar a energia elétrica um bem acessível a toda a população, a eletrificação rural sofre com os investimentos por parte das concessionárias de energia por ser considerada sem rentabilidade econômica e ser um tipo de serviço essencialmente social [2].

A grande necessidade de tornar universal o fornecimento de energia em todo território brasileiro fez com que o governo federal lançasse, a despeito de outros programas

que já existiam nesse sentido, o programa “Luz para Todos” instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de Novembro de 2003, com o objetivo de buscar acabar com o déficit no fornecimento de energia a uma parcela considerável da população brasileira [2].

A grande disparidade entre o fornecimento de energia elétrica no meio urbano para o meio rural interferiu totalmente no desenvolvimento econômico, infraestrutura, indicadores de avanço social e, sobretudo na renda das populações que estão afastadas dos grandes centros urbanos por muitos anos, criando assim uma grande barreira que dificultou o desenvolvimento econômico do campo e propiciou uma concentração da população nas áreas urbanas das grandes cidades ao decorrer do tempo [3]. Entre os fatores existentes que causam o deslocamento da população da área rural para a área urbana está a falta de infraestrutura do meio rural, notada pela falta de abastecimento d’água, saneamento básico e fornecimento de energia, o que inviabiliza o desenvolvimento econômico dessas regiões [3].

Nesse cenário de necessidade de tornar a energia elétrica acessível a toda população no território nacional, sobretudo à parcela da população que se encontra nos meios rurais, foram desenvolvidas diversas tecnologias para se alcançar esse objetivo, de forma simplificada e que visavam um baixo custo, dentre as quais se destacaram o sistema Monofilar com Retorno pela Terra (MRT) e o sistema de Retorno pelo Neutro (MRN) [4].

Entre as técnicas possíveis para o fornecimento de energia elétrica nessas circunstâncias, o sistema de distribuição de energia monofásico sem fio neutro e que possui o retorno de corrente pela terra, conhecido como MRT, tem sido largamente utilizado no Brasil e no Mundo.

Os sistemas do tipo MRT são utilizados nos locais onde a energia elétrica deve ser entregue em áreas rurais e comunidades com baixas densidades populacionais, principalmente no Brasil, Austrália, Nova Zelândia, Índia, Canadá, países da América Latina e da África. As cargas alimentadas por esses sistemas são normalmente baixas. As linhas muitas vezes atravessam regiões de solos de diferentes valores de resistividade, o que implica na aplicação de técnicas de melhoria do aterramento [4].

A Figura 1.1 ilustra esse tipo de sistema:



Figura 1.1 – Transformador ligado a um sistema MRT para um consumidor [6].

O sistema MRT se baseia na implantação de uma das mais conhecidas técnicas utilizadas no Brasil, a qual se utiliza de um único condutor fase com retorno de corrente pela terra. Esta forma de distribuir energia possui um grande apelo. O solo exerce a função de condutor de retorno da corrente do primário do transformador monofásico de distribuição até a subestação de origem da rede [7]. A Figura 1.2 apresenta o esquema de funcionamento do sistema MRT.

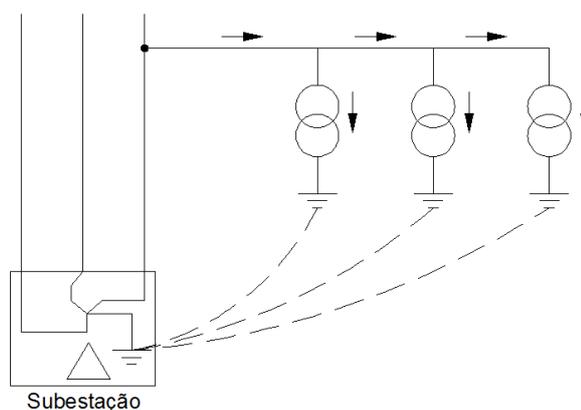


Figura 1.2 – Sistema monofilar – rede de distribuição a três fios [7].

Países como os Estados Unidos, Nova Zelândia, Índia, Canadá, Austrália e Rússia, além do Brasil, e os continentes Africano e Asiático, têm adotado o sistema MRT como uma alternativa viável e de baixo custo, comparada com o sistema trifásico ou mesmo com o sistema MRN [8].

As redes de distribuição do tipo MRT normalmente estão presentes em áreas rurais e são instaladas em postes com cabos suspensos através de isoladores. Esse sistema elétrico deve ser projetado e construído com o objetivo de atender a operação, possuir alta confiabilidade, assegurar a continuidade do serviço, qualidade no fornecimento de energia e a economicidade no fornecimento. Para tanto, suas instalações, principalmente as redes de distribuição aéreas, quer sejam de transmissão ou distribuição, precisam ser projetadas para atender a critérios específicos de desempenho e segurança sob as diversas condições a que estão sujeitas. Os sistemas de aterramento das redes MRT são de grande importância em regime permanente, como sob curtos-circuitos à frequência industrial ou transitórios eletromagnéticos, como aqueles que ocorrem na rede elétrica quando atingida por uma descarga atmosférica [9].

No que tange às sobretensões nas redes de distribuição MRT, podem ser: 1) de origem externa, por exemplo relacionada a descargas elétricas (surtos atmosféricos) de forma direta sobre os condutores ou seus equipamentos ou mesmo em áreas próximas (no Apêndice desta dissertação é descrito de forma detalhada o aparecimento do fenômeno da descarga atmosférica); 2) de origem interna, como por exemplo, sobretensões surgidas de manobras de chaveamento do próprio sistema elétrico [10].

A fim de se evitarem as falhas em sistemas elétricos de potência causadas por descargas atmosféricas deve-se procurar uma coordenação de isolamento entre as diversas partes de uma rede de distribuição aérea, tais como: a utilização de blindagem por cabo guarda, valores das resistências de aterramento, instalação de Para-raios. No entanto, é preciso saber que alguns fatores técnicos costumam deixar o sistema, do ponto de vista de proteção contra a descarga, mais vulnerável, como a não utilização de cabo guarda em linhas inferiores a 138 kV, onde podem surgir tensões induzidas superiores às suportáveis por algumas cadeias de isoladores e também elevados valores de resistência de aterramento do sistema [11].

Nos últimos anos, a quantidade de equipamentos elétricos e eletrônicos nas residências, mesmo em áreas rurais, cresceu consideravelmente e, com isso, cresceram também as possibilidades de queima de aparelhos, considerando que estes são cada vez mais sensíveis e ainda não há uma cultura preventiva clara da utilização de equipamentos de proteção contra surtos por parte dos consumidores, sobretudo, os consumidores residenciais. Além disso, devemos adicionar o fato de que não é difícil a presença de

perturbações na rede elétrica, aqui no caso das sobretensões, responsáveis por danos a equipamentos do próprio sistema elétrico e eletroeletrônicos conectados à rede [12].

Dada a grande importância dos sistemas MRT no fornecimento da energia elétrica principalmente em áreas rurais, onde há um grande interesse social presente, e a necessidade de que qualquer rede de distribuição de energia deve apresentar alta confiabilidade e disponibilidade no fornecimento, a despeito de todos os defeitos que possam vir a ocorrer, principalmente aqueles causados por descargas atmosféricas, justifica-se um trabalho que busque meios de apresentar o comportamento dessas redes em situação em que são atingidas por descargas atmosféricas e também que possa ser eficaz em diminuir os efeitos das sobretensões por elas causadas.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, onde no primeiro capítulo é introduzido o tema da pesquisa com apresentação dos objetivos e motivações.

No Capítulo 2 é apresentada a teoria sobre o sistema MRT.

No Capítulo 3 é apresentado o ATPDraw e a modelagem de cada componente de um sistema MRT.

No Capítulo 4 é realizada a simulação de uma rede real MRT sob vários aspectos.

No Capítulo 5 são descritas as principais conclusões e contribuições deste trabalho. Ao final deste capítulo, são feitas sugestões para trabalhos futuros.

No Apêndice é apresentada a teoria sobre descarga atmosférica. As principais referências adotadas neste trabalho estão listadas no item “Referências Bibliográficas”.

2 O SISTEMA MRT

2.1 INTRODUÇÃO

Um sistema MRT – Monofilar com Retorno pela Terra utiliza um único condutor e a terra como retorno de corrente – já é amplamente utilizado na Austrália, por exemplo, há mais de 50 anos. Segundo o Banco Mundial, esse tipo de sistema se apresenta com uma tecnologia de custo bem mais baixo e que encontra aplicações cada vez mais crescentes, sendo capaz de trazer o fornecimento de energia elétrica a dois bilhões de pessoas no Mundo [26].

O custo relacionado a um sistema de distribuição em média tensão apresenta uma boa base de retorno em áreas urbanas e por isso, a maioria das redes nessas áreas é trifásica. A utilização de uma única fase nesse tipo de área é um fato muito raro. Em contrapartida, as áreas rurais têm dois aspectos importantes [27]:

1 – A rede instalada em áreas rurais tem normalmente um fator de utilização entre 10 a 30%.

2 - Os clientes nesses locais, muitas vezes, não podem arcar com os custos associados de um sistema convencional de eletrificação.

A utilização da energia elétrica nas áreas rurais, além de aplicações mais comuns como a iluminação artificial e em cargas motrizes, atende também os sistemas de bombeamento de água para fins de irrigação, acionamento de máquinas e equipamentos agrícolas, processos de moagem e outros [27].

O sistema MRT tem encontrado bastante aplicação onde existe uma densidade de carga baixa. Esse sistema tem como atrativo o fato de oferecer custo mais baixo para extensão de rede onde são tipicamente construídos como extensões de trechos retos a partir de uma rede trifásica [6].

2.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAL

O uso da eletricidade no meio rural no Brasil foi fruto do que já existia nos outros países que estavam em um estágio mais avançado no setor, principalmente os Estados Unidos e alguns países da Europa. A grande necessidade que os governos tinham de aplicar seus recursos para a eletrificação de uma forma racional nessas áreas, fez com que esses governos optassem por uma solução de fornecimento em um sistema de distribuição de energia monofásico. Como algumas razões para isso podemos atribuir principalmente as cargas localizadas em áreas rurais que são normalmente bem pequenas que, com raríssimas exceções, torna-se desnecessário o uso de três condutores para o transporte de energia, criando uma possibilidade de se desenvolver um sistema mais econômico em comparação com a rede tradicional trifásica [10].

Acredita-se que, se no lugar de ser eletrificado um sistema trifásico, que possui um alto custo inicial, como foi feito no começo e se tivesse adotado de imediato um sistema monofásico com retorno pela terra como foi feito em países como os Estados Unidos, Rússia, Canadá e Austrália, o custo da implantação do sistema teria sido bem menor e em um tempo bem inferior [8].

Com o intuito de conseguir promover o fornecimento de energia elétrica a população do meio rural, o governo federal criou em 2003 o programa “Luz para todos” visando atender principalmente as famílias de baixa renda que residem no meio rural, bem como também ser capaz de suprir as necessidades de serviços públicos de interesse social como escolas e postos de atendimento médico. Segundo dados divulgados no site do programa, até Junho de 2015, cerca de 15,5 milhões de pessoas haviam sido alcançadas pelo programa. A meta inicial de 10 milhões de moradores foi alcançada em maio de 2009 [29]-[30].

Aqui no Brasil, se começou a pesquisar os sistemas simplificados para fins de eletrificação rural em meados dos anos 70 na Escola Técnica Federal de Pelotas no Estado Rio Grande do Sul. Estudos apresentados demonstraram que um sistema MRT onde se utiliza um condutor de aço de 1x3,09 mm pode ser 3,6 vezes mais barato que o sistema trifásico convencional e 2,9 vezes mais barato que um sistema monofásico com dois condutores [30].

As redes rurais apresentam uma extensão máxima que pode variar de 25 a 75 km, uma tensão nominal de 13,8 kV entre fases e 7,98 kV entre fase e neutro e fase e terra,

particularmente em Pernambuco, mas também podem ser encontrados níveis diferentes de tensão pelo Brasil. O sistema é radial e nasce em um tronco constituído a partir de uma subestação de distribuição. Essas redes podem ter postes de madeira ou concreto de alturas normalmente padronizadas de 9, 10, 11 e 12 m. O NBI (Nível Básico de Isolamento) dessas redes monofásicas rurais são da ordem de 90 a 300 kV a depender da estrutura utilizada e do tipo de poste [41].

2.2.1 A Rede MRT convencional

O Sistema de distribuição de energia chamado de Monofilar com Retorno pela Terra, comumente nomeado de MRT, é um tipo de sistema que apresenta um único condutor metálico como linha tronco e o retorno da corrente à fonte é feito pela terra. Pode ser usado, ao invés de cabos de alumínio, um único arame de aço ou mesmo uma cordoalha de três arames de aço dando ainda mais resistência à tração, configurando um sistema que pode ter vãos de até 300 metros. Esse tipo de sistema apresenta um custo bem mais reduzido [32]. As Figuras 2.1 e 2.2 ilustram um sistema MRT típico.



Figura 2.1 – Sistema MRT. Um único condutor fase[34].



Figura 2.2 – Transformador do Sistema MRT. Um único condutor fase[34].

O sistema MRT é implementado nas redes de distribuição há mais de sessenta anos e é utilizado como um sistema que contribui para o processo do fornecimento de energia nas áreas rurais em diversos países. As primeiras experiências com o sistema MRT foram em 1941 com o Engenheiro Lloyd Mandeno, tendo recebido por isso o apelido de "varal de Mandeno". Foi Mandeno que propôs um sistema que fosse capaz de fornecer energia com um baixo custo de implantação a partir da central hidroelétrica situada em Falls Omanawa, McLaren. Lloyd Mandeno utilizou esse recurso para a expansão do sistema de distribuição de energia em regiões rurais na Nova Zelândia, tendo como a principal meta a diminuição de custos [10]- [34]. A Figura 2.3 mostra um dos primeiros sistemas MRT implantados.



Figura 2.3 – Sistema MRT instalado na Nova Zelândia – 1920 [34].

O aprendizado das experiências pioneiras desenvolvidas por Mandeno foi publicado no artigo “Rural Power Supply - Especially in Back Country Areas” do New Zealand Institution of Engineers, em 1947, e então de forma rápida esse sistema começou a ser implantado em outros países, como Austrália e Canadá. Na década de 50, na Austrália, houve um aumento significativo do fornecimento de energia nas regiões rurais através de sistema monofásicos a dois fios (fase-fase), mas os órgãos que eram os responsáveis pela ampliação do fornecimento de energia nessas áreas encontraram cada vez maiores dificuldades em expandir as redes com dois fios e a solução encontrada foi a utilização do sistema MRT [10].

Vários países começaram também a implantar suas redes MRT, como os Estados Unidos, Rússia, Romênia, Índia e África do Sul [10].

O sucesso do sistema implantado na Austrália, como alternativa bem sucedida para o atendimento dos consumidores nas zonas rurais, acabou servindo de grande referencial para outros países pelo Mundo [10].

As cargas dos consumidores brasileiros e a distância entre elas eram bem parecidas com as situações vivenciadas na Austrália, o que encorajou uma troca de informações entre Brasileiros e Australianos, onde o Brasil se espelhou nas experiências da Austrália para implantar suas primeiras redes MRT [10].

No ano de 1967, a Companhia Paranaense de Energia (Copel) começou a implantar suas primeiras redes de energia monofilares com o objetivo de atender os consumidores de áreas rurais localizados dentro da sua área de concessão e nesse mesmo ano foi construída a primeira rede MRT com a tensão de 34,5 kV; $34,5/\sqrt{3}$ kV de fase para a terra; com a finalidade de suprir o sistema de iluminação do complexo turístico de Vila Velha. Também se destacam no pioneirismo da implantação da rede MRT no Brasil, as Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), que em 1974 já fazia uso dele. Entretanto, a grande expansão da rede MRT no Brasil só veio em 1980 quando da criação de uma equipe de trabalho na Eletrobrás que tinha como foco desenvolver estudos e divulgação de procedimentos em âmbito nacional quanto ao uso do MRT. À época, a falta de informações, de certa forma, levou as concessionárias de energia no Brasil a não ampliarem suas redes MRT devido, na maioria das vezes, à dificuldade de se conseguir valores baixos das resistências de aterramento, podendo determinar sua inviabilidade econômica [32].

O Brasil tinha registrado em março de 1986 uma extensão de 40.912 km de linhas de distribuição rural trabalhando no sistema MRT, instaladas pelas concessionárias de energia, dando um total de 124.328 consumidores atendidos por esse tipo de rede. Desse comprimento total, 13.211 km eram de redes MRT com neutro parcial, que é uma variação do sistema MRT convencional [35].

No Brasil, das empresas distribuidoras de energia que existem, oito delas têm o sistema MRT implantado na malha de duas redes. Essas empresas são: CEMAR (MA), CELPE (PE), COELBA (BA), LIGHT (RJ), CESP (SP), COPEL (PR), CELESC (SC) e CEEE (RS) [35].

Alguns dados dessas concessionárias são apresentados na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – *Sistemas MRT implantados pelas empresas de distribuição de energia [35].*

| Empresa | Estado | Região | Início das Experiências | MRT monofilar | | MRT monofilar com trafo de isolamento | | MRT com Neutro parcial | |
|---------|--------|----------|-------------------------|---------------|----------------------|---------------------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|
| | | | | Consumidores | Quilômetros de linha | Consumidores | Quilômetros de linha | Consumidores | Quilômetros de linha |
| CEMAR | MA | Nordeste | 1979 | 1800 | 2000 | - | - | - | - |
| CELPE | PE | Nordeste | 1980 | 2000 | 370 | - | - | 1100 | 500 |
| COBER | BA | Nordeste | 1980 | 4201 | 258 | - | - | 19 | 27 |
| LIGHT | RJ | Sudeste | 1982 | - | - | 108 | 59 | 298 | 134 |
| CESP | SP | Sudeste | 1981 | 52 | 73 | - | - | - | - |
| COPEL | PR | Sul | 1967 | 53000 | 20000 | - | - | - | - |
| CELESC | SC | Sul | 1974 | 3000 | 1500 | - | - | 50000 | 12500 |
| CEEE | RS | Sul | 1980 | 8750 | 3500 | - | - | 0 | 0 |
| TOTAL | | | | 72803 | 27701 | 108 | 59 | 51417 | 13161 |

2.2.2 Características do Sistema MRT convencional

O Sistema Monofilar com Retorno por Terra (MRT) é caracterizado como um tipo de circuito elétrico utilizado em redes de distribuição que utiliza um único fio. Como o próprio nome dele já esclarece o retorno da corrente para a fonte, no caso o transformador da subestação da distribuidora é realizado através da terra ou solo. A depender da configuração do sistema elétrico que já existe no local, filosofia do sistema de proteção, características da carga a ser alimenta e características do solo onde o MRT será instalado, o sistema MRT poderá apresentar algumas variações em relação ao sistema tradicional [36].

No sistema MRT, temos que os transformadores da rede de distribuição que servirão para atender os consumidores da baixa tensão possuem o enrolamento primário ligado entre o condutor fase do sistema elétrico e solo através de um eletrodo de aterramento. A alimentação do sistema pode vir de um alimentador trifásico, que por sua vez, está interligado à subestação original de onde partem os alimentadores trifásicos do sistema de distribuição. O transformador instalado na subestação de subtransmissão/distribuição deve ter os enrolamentos da baixa tensão ligados em estrela com o neutro aterrado para garantir o fechamento do circuito quando o sistema estiver operando com carga. O sistema MRT pode ser analisado como sendo um sistema elétrico em que o conjunto das três fases forma um único sistema trifásico. Os valores das correntes

que retornam pelo solo para a fonte são influenciados pela resistividade do solo [8]. A Figura 2.4 é visto um sistema MRT com a indicação do fluxo de corrente dessa rede.

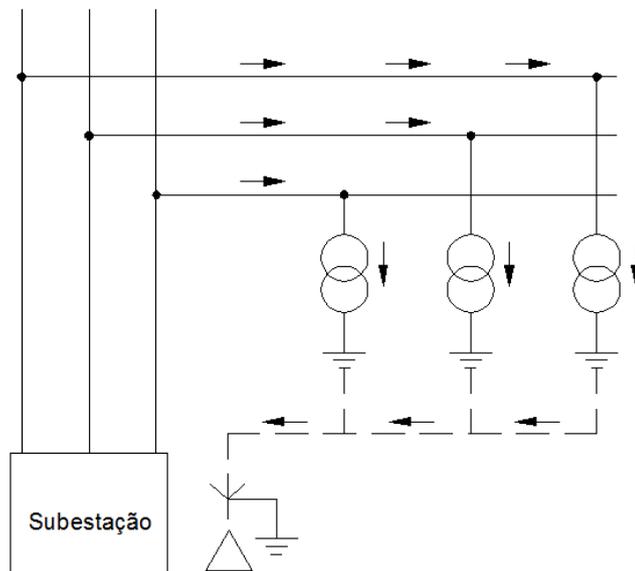


Figura 2.4 – Transformadores monofásicos com um lado em AT ligada ao condutor fase e o outro à terra [37].

Os transformadores de distribuição monofásicos ligados à rede MRT têm sempre o lado de alta tensão ligado entre fase e terra e seu secundário também possui um ponto aterrado que tem a função de neutro. Tanto os pontos do primário, secundário, para-raios e carcaça do transformador são ligados à terra em um único ponto comum [37]. O esquema de ligação desse tipo de transformador pode ser visto na Figura 2.5.

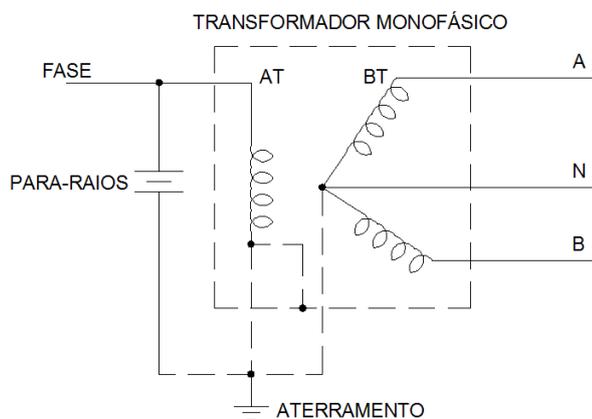


Figura 2.5 – Enrolamentos primário e secundário dos transformadores monofásico usados no sistema MRT [37].

Muitas vezes, a ligação do secundário apresenta um TAP central possibilitando que as cargas de secundário do transformador possam ser atendidas com dois níveis de tensão, se for o caso [8].

Quando temos um sistema de distribuição rural, é preciso tomar precauções quanto à regulação da tensão do sistema e, conseqüentemente, o valor da sua capacidade de carga. Considerando a resistência do circuito de retorno da corrente como desprezível, teremos que a rede monofilar apresentará a mesma regulação de tensão que uma rede trifásica de características semelhantes, com uma tensão fase-fase igual ao valor da tensão fase e terra da rede monofilar [35].

Os valores nominais de tensão nas redes MRT são $13,8 \text{ kV}/\sqrt{3}$; $23 \text{ kV}/\sqrt{3}$ e $34,5 \text{ kV}/\sqrt{3}$, que são os valores encontrados nos sistemas de distribuição trifásicos típicos espalhados pelo Brasil com relação aos valores de tensão fase e neutro. Teremos então as tensões de 7,967 kV; 13,279 kV e 19,919 kV respectivamente [8].

O condutor utilizado tem como principal característica a elevada resistência mecânica e podem ser encontrados normalmente condutores de aço, alumínio, alumínio com alma de aço ou cobre [8].

Em particular, a utilização do condutor de aço zincado oferece algumas vantagens bem atrativas, das quais podemos verificar que como esse condutor apresenta uma resistência mecânica boa, pode trabalhar sobre uma tração maior. Com isso, os vãos podem ter até 300 metros, se a topografia do terreno for plana e, em casos de relevos de topografia acidentadas, podemos ter vãos de até 1200 metros. Entretanto, deve ser observado que esse condutor apresenta uma menor capacidade de transporte de energia, já que possui uma quantidade de perdas maiores bem como uma maior queda de tensão por quilômetro na rede se comparado com o condutor CAA 4 AWG, por exemplo. Essa dificuldade nasce do fato de que o condutor de aço zincado possui uma alta resistividade, aproximadamente sete vezes a do condutor de alumínio com alma de aço tipo CAA [10].

2.2.3 Sistema sem transformador de isolamento

É constituído de apenas um condutor metálico que é ligado de forma direta em uma das fases da rede trifásica convencional e, neste caso, o solo é o único caminho de retorno da corrente. É imprescindível que os alimentadores da rede trifásica de distribuição estejam saindo de um transformador que possui o enrolamento secundário ligado em um esquema de estrela-aterrado. É importante também observar que se deve buscar o melhor

balanceamento de fases possível, pois assim as correntes ficarão confinadas as áreas onde o sistema está servindo, diminuindo as possibilidades de atuação indevida da proteção contra falta fase-terra da subestação. Essa forma de alimentação é a mais simples e econômica que o sistema MRT se apresenta, sendo, portanto a mais recomendada de ser aplicada [36]. A Figura 2.6 apresenta o funcionamento de um sistema MRT sem transformador de isolamento.

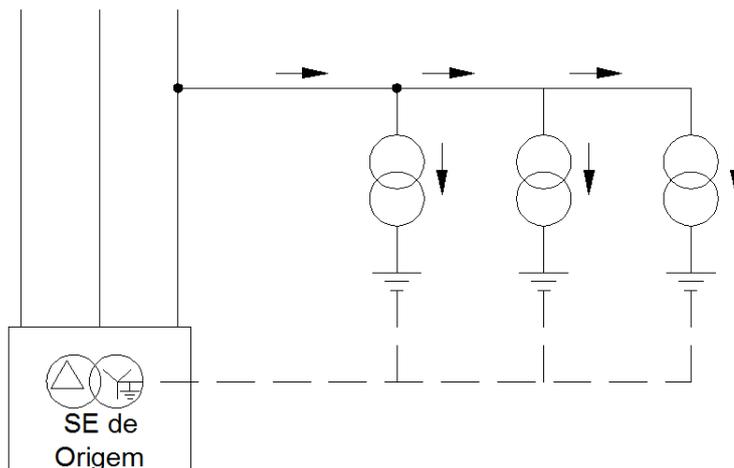


Figura 2.6 – Sistema MRT sem transformador de isolamento [36].

Segundo testes que foram feitos em sistemas construídos com essa finalidade, foi constatado que a corrente de operação normal do sistema em carga, que é injetada no solo através da ligação do primário do transformador entre fase e terra via aterramento retorna totalmente a sua subestação original. Esse tipo de sistema de distribuição MRT é o que o Brasil acabou adotando, pois tem como principal atrativo o custo mais baixo, uma vez que é necessário apenas fazer a conexão direta à rede trifásica. Esse tipo de sistema é conhecido com sistema MRT Brasileiro [10]-[38]-[27].

2.2.4 Sistema com transformador de isolamento

É constituído também por um único condutor metálico que deriva do sistema trifásico, só que através de um transformador chamado de transformador de isolamento e que terá o solo como caminho para a corrente retornar ao transformador de isolamento. Nessa situação, temos que o transformador de isolamento possui o enrolamento primário ligado em duas das fases do sistema trifásico e o enrolamento secundário terá um terminal ligado à terra [38]. A Figura 2.7 apresenta o funcionamento de um sistema MRT com transformador de isolamento

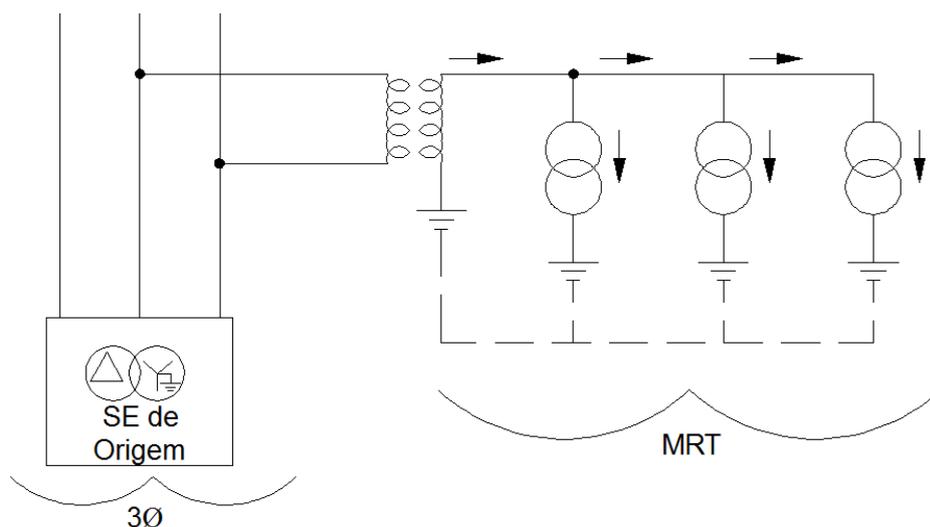


Figura 2.7 – Sistema MRT com transformador de isolamento [38].

Esse tipo de esquema de distribuição tem como objetivo ser uma alternativa para a utilização de sistemas MRT quando as redes originais forem isoladas. Além dessa utilidade de tornar viável a existência da rede MRT em sistemas isolados, também podemos citar como vantagens [35]:

- Tornar o sistema MRT compatível com as tensões normalizadas desejáveis;
- Obter uma tensão maior para situações onde se pretende atender uma região mais ampla;
- Criar uma região delimitada por onde a corrente pelo solo poderá circular, fazendo com que tenha menor possibilidade de interferências com outros sistemas, principalmente os circuitos de telecomunicações;
- Servir como um limitador dos valores das correntes de curto-circuito possíveis no sistema MRT.

Como algumas desvantagens, além, óbvio, do aumento de custo devido à instalação do transformador isolador, podemos citar:

- A potência do ramal MRT fica limitada à potência do transformador isolador;
- O aterramento do transformador isolador deve ser bastante confiável, uma vez que sua ausência causará interrupção do fornecimento de energia.

Esse tipo de solução é muito utilizado na Austrália e na África Sul. Por ser utilizado comumente na Austrália, recebe também o nome de sistema Australiano de MRT [35]-[27].

2.2.5 O aterramento no sistema MRT

Analisando de uma maneira geral, o aterramento que é feito em redes elétricas de alta tensão é uma ação que se toma com o objetivo de criar a possibilidade da corrente do sistema fluir pela terra durante um problema. É, então, uma medida de proteção. No entanto, quando falamos do sistema MRT, existe uma corrente que flui continuamente do sistema elétrico e isso faz com que se tenha mais atenção ainda no aterramento do sistema [36].

No que diz respeito ao aterramento que tem como foco a proteção, é preciso que as resistências de aterramento possuam valores baixos, para que possam ser garantidas as sensibilidades dos dispositivos de proteção, a fim de operarem em condições de curto-circuito [36].

O sistema MRT, em certos aspectos, não possui requisitos muito diferentes dos que existem em um sistema de distribuição trifásico convencional, partindo do princípio que não há aumentos considerados da resistência do solo ocasionados pela passagem da corrente elétrica. Um aterramento de sistema MRT deve ser bem projetado e instalado, de forma que sejam garantidos os potenciais limites de segurança, em quaisquer condições de funcionamento ou época do ano [36].

O grande problema do sistema MRT no que diz respeito ao aterramento advém do fato dos solos nem sempre apresentarem valores de resistividade que sejam compatíveis com as resistências de aterramento necessárias tanto para uma situação de anormalidade quanto uma situação de corrente de carga [36].

É importante ressaltar que o sistema elétrico, seja de que tipo for, enxerga o sistema de aterramento como uma impedância, que nada mais é do que a oposição que o aterramento oferece à entrada de corrente elétrica, sendo apresentada de forma numérica como sendo a relação entre uma tensão aplicada e a corrente resultante que circulará pelo aterramento. Para situações de baixas frequências, baixas correntes e valores de resistividade de solos relativamente pequenos, os efeitos capacitivos e do processo de ionização do solo e da haste de terra se tornam desprezíveis. Já em situações de alta frequência, como aquelas ocasionadas de correntes oriundas de descargas atmosféricas, a capacitância e indutância ao longo do eletrodo de aterramento devem ser consideradas [8].

As concessionárias de energia fazem exigência quanto ao valor máximo de resistência de terra que deve ser mantido ao longo do ano. Por exemplo, a CEMAR exige que o valor máximo seja de 10 Ω . Esse valor é bastante afetado principalmente pela

resistividade do solo. O valor da resistência do aterramento deve ser a menor possível e deve apresentar uma baixa variação sazonal, principalmente para que se evite o surgimento de tensões perigosas de passo e toque [10]-[37].

Quando o circuito MRT está funcionando, a corrente retorna à fonte pelo solo através da entrada de corrente no aterramento. Comparativamente, o solo que circunda o eletrodo de aterramento representa a maior parcela de oposição à passagem da corrente elétrica. O eletrodo de aterramento apresenta um baixo valor de resistência, uma vez que é feito de material metálico da mesma forma que o condutor de aterramento e das conexões. Logo, a resistência do solo é praticamente responsável pela resistência do sistema [10].

Na Tabela 2.2 são apresentados alguns valores de resistividade de solo de alguns estados do Brasil [32]

Tabela 2.2 – Resistividade do solo de algumas regiões do Brasil [32].

| Estado | Valores típicos de resistividade do solo ($\Omega.m$) |
|--------------|---|
| Minas Gerais | 2450 |
| São Paulo | 700 |
| Paraná | 200-1000 |
| Mato Grosso | 500-2000 |
| Pernambuco | 100-2000 |

Uma vez que o bom funcionamento do sistema MRT depende bastante do aterramento, é necessário se ter um estudo bem detalhado da resistividade do solo onde o sistema de aterramento será instalado. Os valores da resistividade do solo influenciarão diretamente no projeto da malha de terra para que se obtenham números pelo menos compatíveis com aqueles exigidos pela concessionária de energia que utiliza o sistema MRT. O aumento dos custos devido à melhoria do aterramento em alguns projetos não inviabiliza a utilização do MRT na maioria dos casos, mas onera os custos do projeto. A fim de se alcançar o objetivo de reduzir o valor da resistência de aterramento do sistema podem-se utilizar alguns dos recursos já conhecidos, como o uso de produtos químicos ou aumento da profundidade das hastes [8].

De maneira geral, se recomenda que o aterramento dos transformadores da rede MRT possua pelo menos três eletrodos ou hastes de comprimento de, no mínimo, três metros fincadas no solo [10].

Todos os aspectos relacionados à segurança que o sistema MRT deve oferecer às pessoas ou animais, e que estão relacionadas ao aterramento, devem ser respeitados. As tensões de passo, de toque e de transferência devem estar dentro de limites considerados seguros e isto representa um fator que pode inviabilizar o uso do sistema MRT.

Manter essas tensões dentro de valores limites de segurança é um fator que pode inviabilizar o uso do sistema MRT. Para que um sistema MRT possa ser considerado seguro para as pessoas ou animais os valores de gradientes do potencial no solo, nas proximidades da estrutura de um transformador, devem ser mantidos relativamente baixos para que não se exponha ninguém a risco de morte [10].

2.2.6 Principais vantagens e desvantagens do sistema MRT

O sistema MRT apresenta como vantagem, sobretudo a questão da redução dos custos em relação aos sistemas trifásicos tradicionais. Os sistemas monofásicos são suficientes para conseguir atender as necessidades dos consumidores rurais. Uma comparação econômica entre o sistema monofásico com o trifásico nesse contexto torna-se desnecessário. Uma comparação só deve ser feita em sistemas similares e que apresentam o mesmo objetivo como é o sistema monofásico fase-fase ou fase-neutro [10].

Estudo realizado entre sistemas para distribuição rural apresentou vantagens do MRT sobre outros sistemas monofásicos. Podemos citar [10]:

(i) Com a instalação de um único condutor, a execução da obra ganha rapidez que pode ser constatada através do fato de que não existe a necessidade de se igualar flechas entre outros condutores, fase ou neutro, existentes nos outros sistemas monofásicos;

(ii) Desde que se respeitem as distâncias mínimas do cabo ao solo, podem-se utilizar flechas maiores entre as estruturas de sustentação dos cabos.

Com isso, tem-se uma quantidade bem menor de estruturas por quilometro e consequentemente uma diminuição dos custos de implantação da rede de distribuição;

(iii) Também devido à instalação de um único condutor teremos uma diminuição das ferragens utilizadas ao longo da rede elétrica, impactando em uma diminuição dos custos de implantação;

(iv) Não possui necessidade de existirem vários pontos de aterramento, como ocorre no sistema em que há um neutro multi-aterrado, ligado à terra a cada 200 a 300 metros, a depender das normas da concessionária.

Alguns dados de custos comparativos entre as possibilidades de redes de distribuição rurais foram analisados, baseados nos padrões de uma empresa distribuidora de energia elétrica, a Companhia de Eletricidade de Pernambuco – CELPE. Embora o estudo apresentado possa ter valores bem diferentes entre as outras concessionárias de energia que utilizam esses mesmos sistemas, em termos de valores absolutos, é importante observar que tais números não devem sofrer grandes diferenças, se analisarmos do ponto de vista proporcional ou percentual [35].

O custo, por quilômetro, de uma rede de distribuição rural na tensão 13,8 kV entre fases do sistema, e que utiliza postes de concreto, está apresentado na Tabela 2.3 [35]:

Tabela 2.3 – Custos dos sistemas empregados na eletrificação rural padrão CELPE [35].

| Discriminação | Condutor CAA 21,15 mm(4AWG) | | | | | | Condutor CAZ 1x 3,09 mm | | | |
|---------------|-----------------------------|-----|---------------------------|-----|-----------------------|-----|-------------------------|-----|---------------|-----|
| | Trifásico | % | Bifásico Monof. Fase/Fase | % | Monof. Multi-aterrado | % | MRT Monofilar | % | MRT Monofilar | % |
| Postes | 325 | 14 | 325 | 17 | 297 | 22 | 297 | 25 | 169 | 26 |
| Condutores | 302 | 13 | 201 | 11 | 201 | 15 | 102 | 9 | 26 | 4 |
| Mão-de-obra | 483 | 20 | 375 | 20 | 274 | 20 | 242 | 20 | 132 | 20 |
| Coutros | 1249 | 53 | 978 | 52 | 563 | 43 | 538 | 46 | 316 | 50 |
| Total | 2359 | 100 | 1879 | 100 | 1335 | 100 | 1179 | 100 | 643 | 100 |

Do levantamento realizado, conclui-se que o sistema monofásico multi-aterrado e o MRT monofilar são correspondentes a 60% e 50% respectivamente do sistema trifásico. Já um sistema bifásico, em que os custos correspondem a 80%, só deve ser cogitado onde existem variáveis que tornam inviável a utilização do MRT [35].

Entretanto, como é de se esperar, em qualquer outra aplicação, o MRT também pode apresentar algumas desvantagens. Podemos citar [10]:

(i) O aterramento é uma parte ativa do sistema, pois a corrente elétrica da rede é continuamente injetada no solo através dele. Isso implica em cuidados maiores com projeto, execução e na medição das resistências de aterramento para que não haja possibilidade de algum acidente que tenha como causa o surgimento de potenciais perigosos no solo. Inclusive, devem-se tomar precauções para não haja perda da conexão elétrica entre o sistema e seu aterramento, o que causaria uma falha na rede e a perda de fornecimento de energia para o consumidor. Fato que não aconteceria se a rede tivesse vários pontos de ligação à terra, como é o sistema multi-aterrado.

(ii) A utilização de um transformador de isolamento trará um aumento ao custo total do sistema.

(iii) Já que no Brasil a prática é não existir um transformador isolador e a rede ser oriunda diretamente da rede trifásica, devem ser atendidos todos os critérios de balanceamento de carga necessários ao bom equilíbrio do sistema elétrico como um todo.

2.2.7 O sistema MRT no contexto CELPE

O sistema MRT projetado e instalado na área de concessão da CELPE deve respeitar principalmente os valores de resistência de aterramento de acordo com o apresentado na Tabela 2.4 [31]:

Tabela 2.4 – Resistência de terra para transformadores em sistemas padrão CELPE [31]

| Potência do Transformador (kVA) | Resistência de Terra limite (Ω) | |
|---------------------------------|--|-----------------|
| | Terreno seco | Terreno molhado |
| 3 | 65 | 33 |
| 5 | 40 | 20 |
| 10 | 20 | 10 |
| 15 | 15 | 8 |

As derivações dos ramais MRT devem ter uma potência de no máximo 75 kVA e serem transformadas em sistemas trifásicos se a potência exceder esse valor. Sempre que houver uma carga instalada prevista acima de 15 kVA, o sistema MRT não pode ser empregado, nem quando houver consumidor com motor elétrico de potência acima de 3 CV. O condutor utilizado é o cabo 4 CAA para uma atmosfera normal ou 25 mm² de cobre para atmosfera considerada agressiva com um vão básico de 150 m para o cabo de alumínio e 100 m para o cabo de cobre. Os postes padronizados são de 10 metros de altura com um esforço de 150 e 300 daN [31].

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Vimos, neste capítulo, os principais aspectos relacionados ao sistema MRT, seu histórico e sua importante aplicação, como solução técnica e econômica para atendimento dos consumidores localizados em áreas rurais. Tal aplicação é bastante disseminada devido à viabilidade econômica. O capítulo também serviu como revisão de toda teoria associada ao sistema MRT.

3

MODELOS DE COMPONENTES

3.1 INTRODUÇÃO

Para que se possa analisar como é o comportamento de um sistema elétrico em regime permanente, temporário ou transitório, em uma simulação computacional, deve-se antes de tudo se modelar cada componente do sistema elétrico dentro do programa de computador que será utilizado para as simulações, de modo que os modelos possam retratar com a maior fidelidade possível o sistema real. Para que uma simulação seja bem sucedida é preciso ter o conhecimento dos aspectos físicos de cada elemento que se deseja representar e qual o grau de precisão que se deseja ser alcançado.

Com o advento da evolução dos recursos computacionais, principalmente no que diz respeito à velocidade de processamento e também à capacidade de armazenamento, vemos que cada vez mais o recurso computacional tem sido utilizado para os estudos de sistemas físicos. A facilidade com que pode ser feita a representação dos diversos componentes dentro de um programa computacional tem também favorecido e ampliado o uso desse tipo de ferramenta. Portanto, para que se possa analisar com critério o comportamento de um sistema físico em um ambiente computacional, deve-se primeiramente escolher o programa mais adequado, de preferência aquele melhor difundido e aceito pela comunidade, bem como pela modelagem mais apropriada de cada componente que representa uma parte do sistema.

3.2 ATPDRAW E SUAS APLICAÇÕES

O programa ATPDRAW é um aplicativo que serve como um pré-processador para o ATP (Alternative Transients Program) e surgiu como a resposta aos esforços firmados de

cooperação entre a Bonneville Power Administration e Norwegian Electric Power Research Institute [38].

Este programa nasceu da necessidade de se encontrar um menor grau de dificuldade no uso de uma aplicação no sistema operacional Windows. Quando se usa o ATPDRAW, o usuário desenha na tela do seu computador o circuito ou sistema do qual deseja respostas, inserindo os vários componentes através dos menus que a interface permite utilizar, editando e configurando cada um deles, de acordo com os parâmetros que julga serem adequados e que o usuário pode modificar [38]. A Figura 3.1 apresenta a tela inicial do ATPDraw.

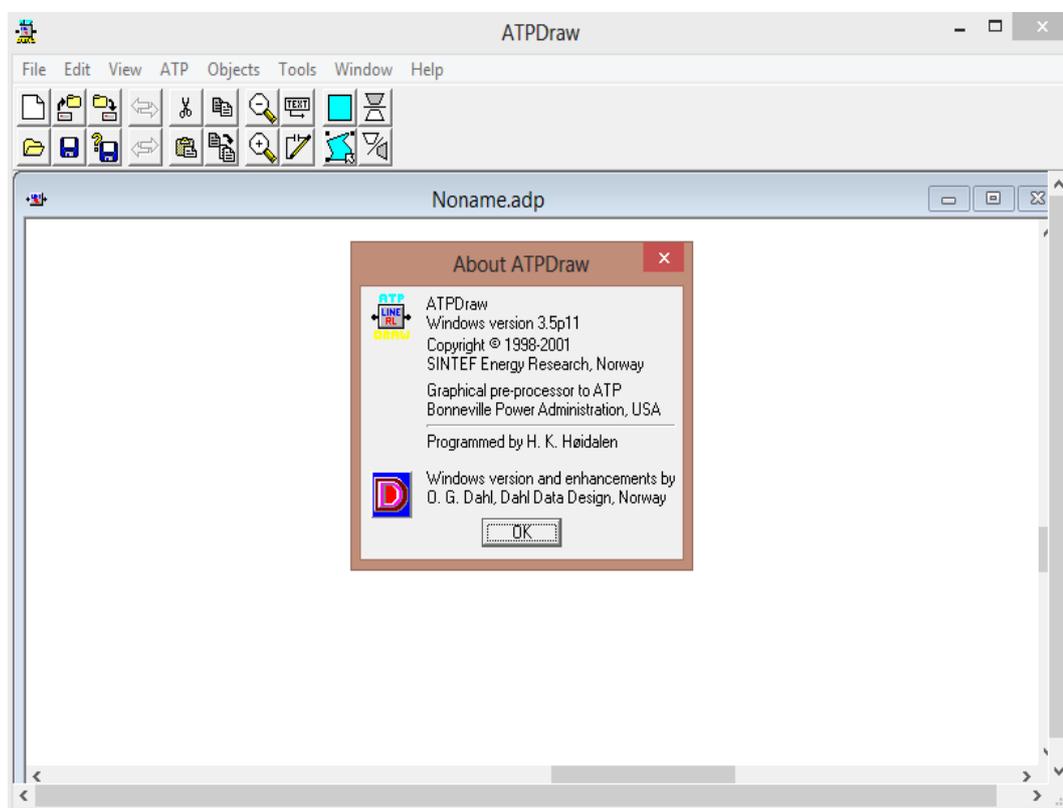


Figura 3.1 – Tela do programa ATPDraw – Versão 3.2p11

O ATP é um software muito importante utilizado principalmente para a simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos de potência das mais variadas configurações. O ATP aplica o método da matriz de admitância de barras. Matematicamente o ATP utiliza como base, para sistemas de parâmetros distribuídos, o método das características e para parâmetros concentrados, a regra de integração trapezoidal. Enquanto o programa busca a resposta para o problema proposto são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatorização triangular otimizada de matrizes [40].

Para fazer a análise do comportamento do sistema MRT em situações em que uma descarga atmosférica atinge a rede elétrica, cada componente deve ser modelado adequadamente. A rede de distribuição em estudo teve cada parte modelada de acordo com os dados obtidos e que serão apresentados nas próximas seções.

3.3 MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO MRT NO ATPDRAW

Um item de bastante importância para a correta análise do comportamento de uma rede elétrica durante uma descarga atmosférica é a correta escolha do modelo da linha de transmissão que vai ser utilizado no sistema elétrico em questão, isso principalmente pelo fato de que existirá uma onda viajando ao longo da linha, sendo distorcida e atenuada, e que esses parâmetros devem ter uma íntima ligação com a frequência do fenômeno [41].

O ATPDraw oferece alguns modelos de linha que devem ser escolhidos em função da finalidade da simulação que se deseja e os dados que serão extraídos dessa simulação. Os principais modelos disponíveis são os modelos de Bergerron, PI e J.Marti [11].

No modelo PI, a linha é modelada como sendo um circuito π , como mostrado na Figura 3.2 e Figura 3.3 [11].

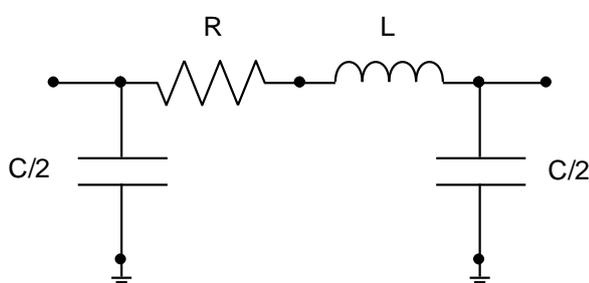


Figura 3.2 – Modelo π monofásico para LT [11].

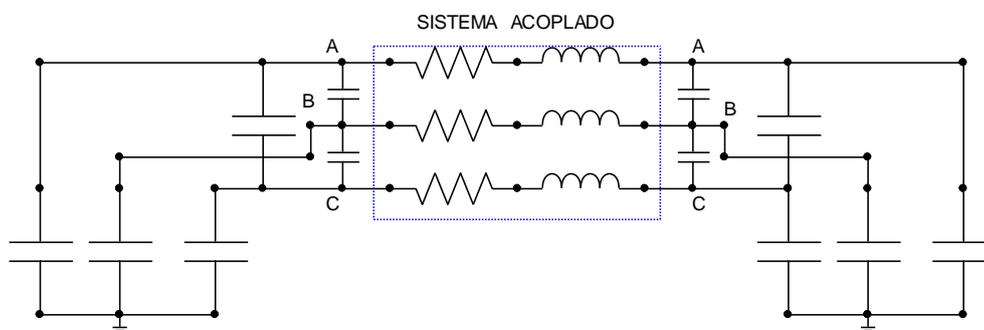


Figura 3.3 – Modelo π trifásico para LT [11].

Os parâmetros R, L, C são matrizes que levam em consideração o acoplamento que existe em linhas com mais de uma fase. Esse modelo é dito como modelo de parâmetros concentrados [11]- [42].

Bergeron usa como base, em sua modelagem, a propagação de ondas em uma linha de transmissão onde não existem perdas e os parâmetros da linha, indutância e capacitância são distribuídos ao longo do comprimento da linha.

O modelo de Bergeron é mais indicado quando se trata de estudos onde o objetivo maior é a avaliação do sistema no primeiro harmônico, em particular análise. Esse modelo é dito como de parâmetros distribuídos constantes [11].

O modelo de J.Marti é mais confiável do ponto de vista que evita problemas relacionados à estabilidade numérica e pode ser utilizado para uma gama grande de frequências. Uma vez que considera as perdas como distribuídas e a dependência da frequência dos parâmetros da rede, esse modelo é mais bem representado no domínio da frequência.

O modelo de J.Marti considera os parâmetros como sendo distribuídos e que dependem da frequência [42].

Uma vez que é de muita importância que se leve em consideração a dependência do valor dos parâmetros com a frequência, o modelo adotado para a modelagem e simulação da rede elétrica em questão será o de J.Marti [41]-[44]-[45].

O programa ATP possui como rotina, para efetuar os cálculos necessários à simulação de linhas de transmissão, um bloco chamado de LCC, conforme Figura 3.4 [46]:

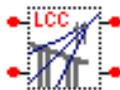


Figura 3.4 – Rotina para Linha de transmissão.

A rede MRT modelada possui aproximadamente 1,5 km de extensão, 09 vãos respectivamente de comprimentos 120 m, 140 m, 130 m, 150 m, 140 m, 210 m, 190 m, 100 m e 250 m, com 10 postes. Essa rede MRT possui as estruturas padronizadas CELPE: M1, M2, M3 e M4 respectivamente na quantidade de 02, 03 , 02 e 03 estruturas [31]. As Figuras 3.5, 3.6, 3.7 e 3.8 apresentam as estruturas padronizadas conforme previsto na

norma da Concessionária. As Figuras 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12 apresentam imagens da rede MRT estudada.

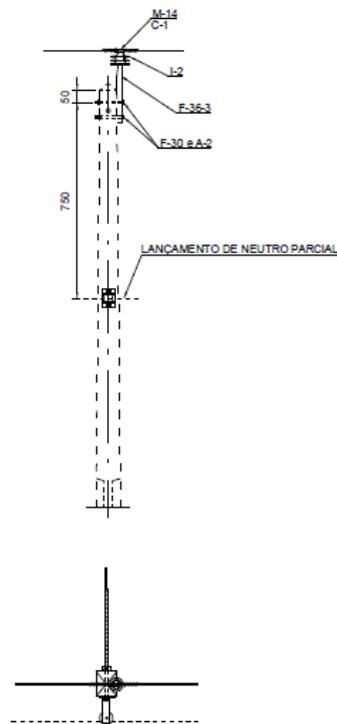


Figura 3.5 – Desenho da estrutura M1 [31].

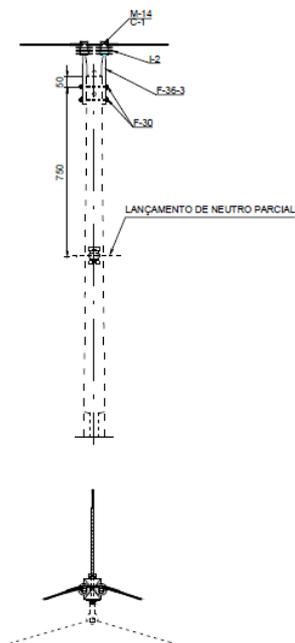


Figura 3.6 – Desenho da estrutura M2 [31].

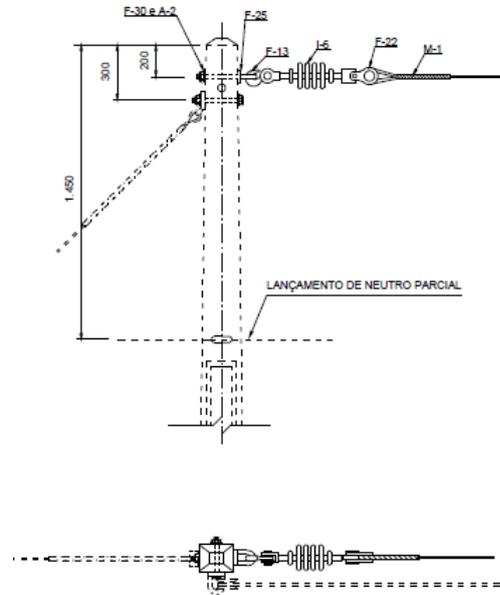


Figura 3.7 – Desenho da estrutura M3 [31].

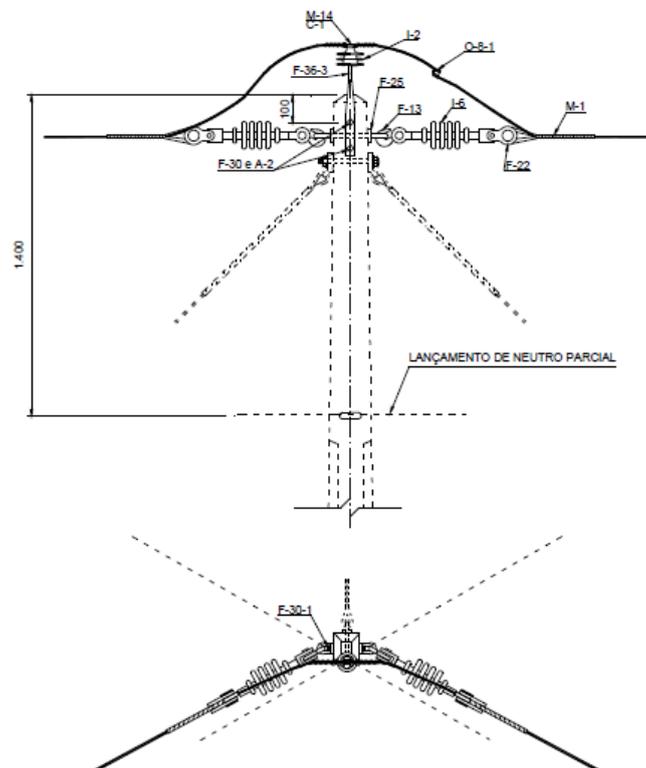


Figura 3.8 – Desenho da estrutura M3 [31].

A rede MRT em questão possui os postes identificados de acordo com um padrão adotado pela concessionária.



Figura 3.9 – Poste L078357. Primeiro poste da rede MRT em estudo.



Figura 3.10 – Poste L078360. Quarto poste da rede MRT em estudo.



Figura 3.11 – Poste L078365. Nono poste da rede MRT em estudo.



Figura 3.12 – Trecho de um vão da rede MRT em estudo.

Ao se escolher o modelo e a rotina utilizada para modelar a rede elétrica, é necessário informar ao ATPDraw os valores de diversas constantes, que são utilizadas pelo programa, para realizar corretamente as simulações. Entre outros:

- System Type: Overhead Line (Linha aérea)
- Model Type : JMarti.
- Rho(Resistividade do solo): 1000 ohms.m [47]
- Lenght: Comprimento do vão em quilômetros

Outros dados considerados para a sub-rotina foram: a frequência característica repartida em 8 décadas com 10 pontos/décadas; a frequência fundamental igual a frequência industrial de 60 Hz e o valor de 500 kHz como frequência característica para representar fenômenos referidos a surtos atmosféricos [44].

Na primeira tela da sub-rotina LCC, estão apresentados os dados para o primeiro vão da rede MRT, como pode ser visto na Figura 3.13.

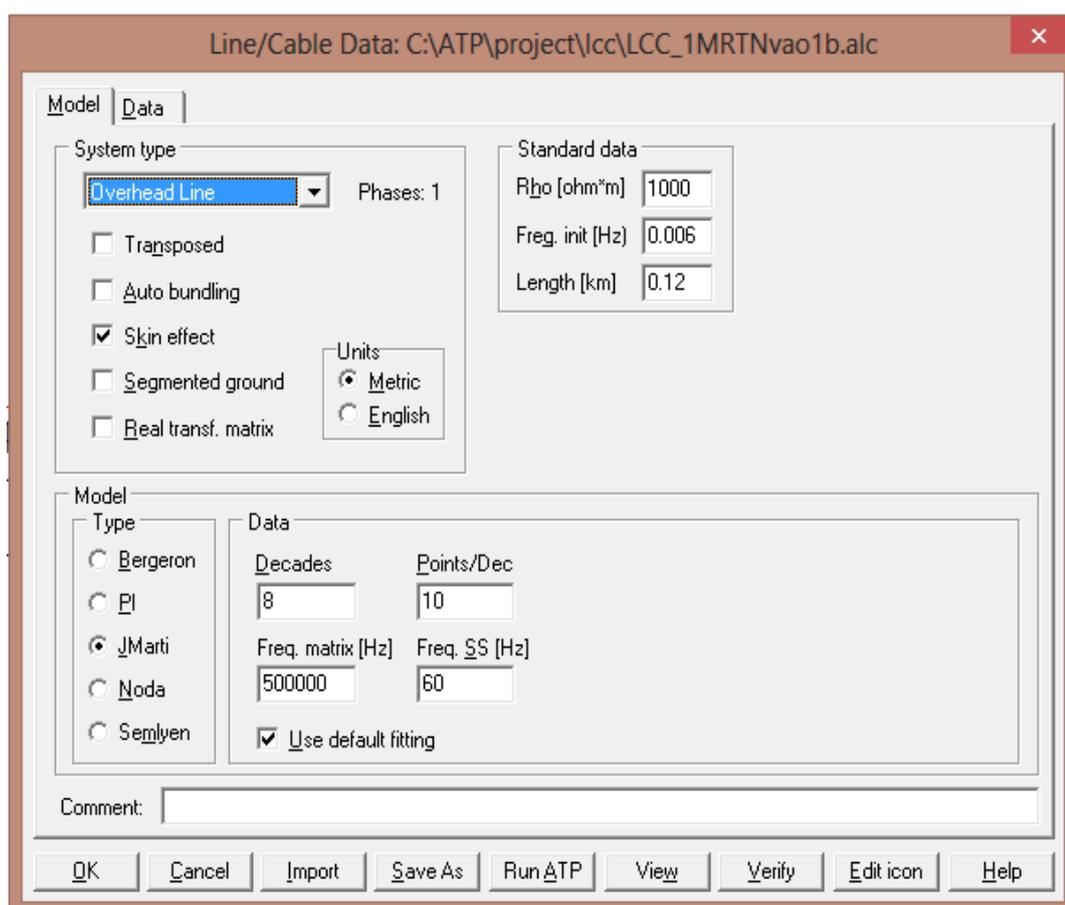


Figura 3.13 – Primeira tela da Rotina LCC.

Além dos itens inseridos na primeira tela, também é necessário informar os seguintes dados: O raio interno do condutor, raio externo, resistência, altura do condutor na torre e altura do condutor no meio do vão em relação ao solo.

O condutor utilizado na rede elétrica MRT é o 4AWG-CAA (condutor de alumínio com alma de aço). Com base em informações fornecidas por fabricantes, por exemplo, NEXANS, obtemos os seguintes dados, conform Tabela 3.1:

Tabela 3.1 – Cabos de Alumínio com alma de aço – CAA (Serie AWG).

Cabos de Alumínio Nu com Alma de Aço - CAA (Série AWG)

Dados técnicos I

| Seção transversal de alumínio [mm²] | Bitola (AWG) | Seção transversal do condutor [mm²] | Diâmetro dos fios de alumínio [mm] | Diam. Steel Wire [mm] | Diâmetro do condutor [mm] | Alu content [kg/km] | Peso nominal do aço (aprox.) [kg/km] | Massa a proxima da [kg/km] | Tipo de cabo |
|-------------------------------------|--------------|-------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------|--------------------------------------|----------------------------|--------------|
| 13,28 | 6 | 15,5 | 1,679 | 1,679 | 5,0 | 36,4 | 17,2 | 53,7 | Turkey |
| 16,78 | 5 | 19,6 | 1,887 | 1,887 | 5,7 | 46 | 21,8 | 67,8 | Thrush |
| 21,14 | 4 | 24,7 | 2,118 | 2,118 | 6,4 | 58 | 27,4 | 85,4 | Swan |
| 26,69 | 3 | 31,1 | 2,38 | 2,38 | 7,1 | 73,2 | 34,6 | 107,8 | Swallow |
| 33,64 | 2 | 39,3 | 2,672 | 2,672 | 8,0 | 92,3 | 43,6 | 135,9 | Sparrow |
| 42,41 | 1 | 49,5 | 3 | 3 | 9,0 | 116,4 | 55 | 171,4 | Robin |
| 53,55 | 1/0 | 62,5 | 3,371 | 3,371 | 10,1 | 146,9 | 69,4 | 216,4 | Raven |
| 67,4 | 2/0 | 78,6 | 3,782 | 3,782 | 11,4 | 184,9 | 87,4 | 272,3 | Quail |
| 85 | 3/0 | 99,2 | 4,247 | 4,247 | 12,7 | 233,2 | 110,2 | 343,4 | Pigeon |
| 107,22 | 4/0 | 125,1 | 4,77 | 4,77 | 14,3 | 294,2 | 139 | 433,2 | Penguin |

Dados técnicos II

| Carga de ruptura (Classe A) [kgf] | Carga de ruptura (Classe B) [kgf] | Raio médio geométrico [m] | Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km] | Resistência elétrica máxima CA 60Hz 75°C [Ohm/km] | Reatância indutiva [Ohm/km] | Reatância capacitiva [MOhm.km] | Ampacidade [A] | Tipo de cabo |
|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------|----------------|--------------|
| 539 | 524 | 0,00193 | 2,152 | 2,677 | 0,4712 | 0,2857 | 110,0 | Turkey |
| 676 | 656 | 0,00217 | 1,704 | 2,119 | 0,4624 | 0,2801 | 130,0 | Thrush |
| 844 | 820 | 0,00244 | 1,353 | 1,712 | 0,4537 | 0,2746 | 140,0 | Swan |
| 1044 | 1014 | 0,00274 | 1,071 | 1,356 | 0,4449 | 0,269 | 150,0 | Swallow |
| 1293 | 1255 | 0,00308 | 0,85 | 1,102 | 0,4362 | 0,2635 | 190,0 | Sparrow |
| 1616 | 1567 | 0,00346 | 0,674 | 0,887 | 0,4274 | 0,2579 | 210,0 | Robin |
| 1987 | 1926 | 0,00388 | 0,534 | 0,709 | 0,4186 | 0,2524 | 240,0 | Raven |
| 2401 | 2324 | 0,00436 | 0,424 | 0,577 | 0,41 | 0,2469 | 280,0 | Quail |
| 3000 | 2903 | 0,00489 | 0,336 | 0,474 | 0,4012 | 0,2414 | 320,0 | Pigeon |
| 3784 | 3661 | 0,0055 | 0,267 | 0,38 | 0,3925 | 0,2358 | 370,0 | Penguin |

Através dos dados utilizados da Tabela 3.1, determinam-se os raios externo e interno do condutor como sendo a metade do diâmetro nominal:

$$R_{out} = \frac{6,4}{2} = 3,2mm = 0,32cm. \quad (3.1)$$

$$R_{int} = \frac{2,118}{2} = 1,05mm = 0,106cm \quad (3.2)$$

Através das relações apresentadas nas Equações 3.1 e 3.2 é determinado os raios.

A resistência em ohms/km em corrente contínua na Tabela 3.1 é fornecida como sendo 1,353 Ω /km a 20 ° C. Esse valor de resistência será corrigido para 50° C, utilizando-se a seguinte expressão da Equação 3.3 [11]:

$$\frac{R_2}{R_1} = \left[\frac{285 + T_2}{285 + T_1} \right] \quad (3.3)$$

Onde :

R_1 é a resistência do condutor que se deseja determinar na temperatura T_1 ,

R_2 é a resistência conhecida na temperatura (a 20° de acordo com Tabela 3.1)

Considerando $T_2=50^\circ\text{C}$ e aplicando a expressão, teremos: 1,4861 Ω /km.

Outros parâmetros que serão fornecidos, de acordo com o vão, serão:

-VTOWER: É a altura vertical do centro do condutor medido na torre em relação ao solo [46].

-VMID: É a altura vertical do centro do condutor medido no meio do vão em relação ao solo [46].

Na segunda tela da sub-rotina LCC, apresentada na Figura 3.14, estão apresentados os dados para o primeiro vão da rede MRT:

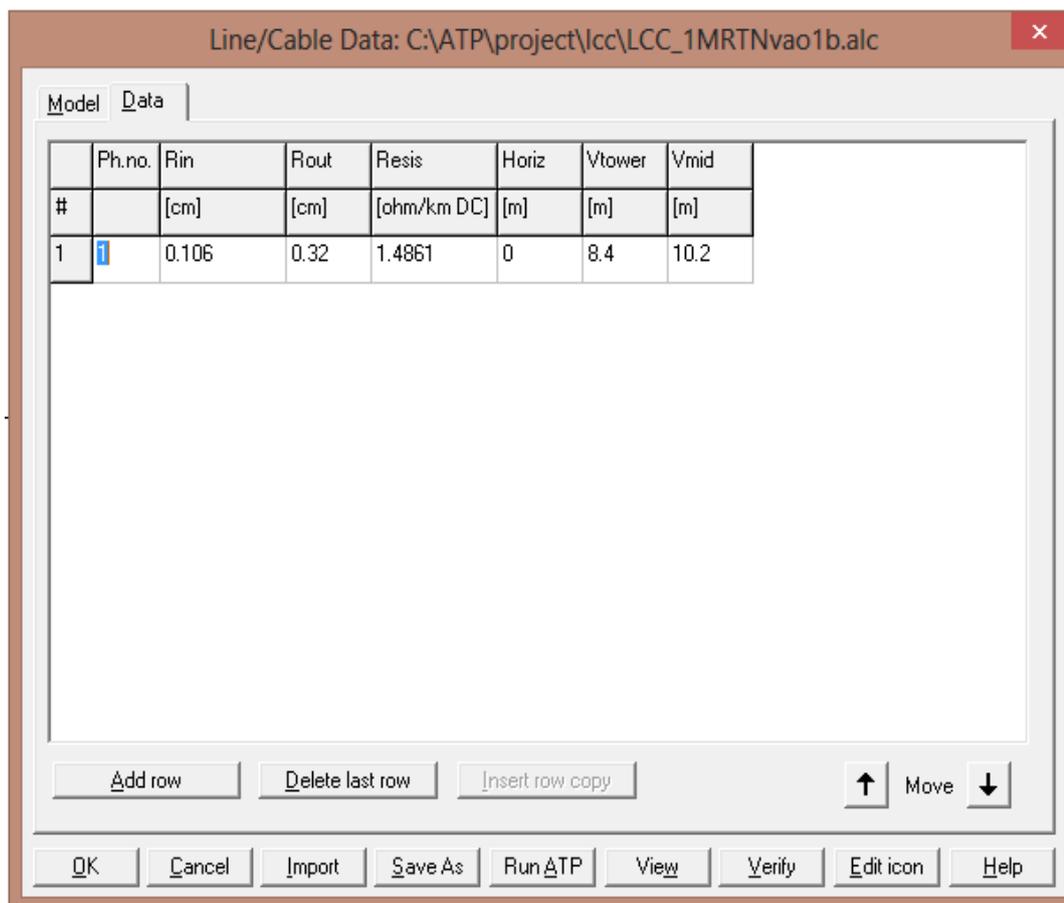


Figura 3.14 – Segunda tela da Rotina LCC.

3.4 MODELAGEM DA DESCARGA ATMOSFÉRICA NO ATPDRAW

Na modelagem de uma descarga atmosférica, normalmente é utilizada uma fonte de corrente impulsiva. Os parâmetros dessa fonte, tais como o tempo de subida, a corrente de pico máxima e a duração do surto são encontrados através do uso de ferramentas estatísticas que levam em consideração a densidade de descargas no solo em uma região. Em alternativa a esse recurso também é possível utilizar uma forma de onda dupla exponencial, função de Heidler ou curva do CIGRE [44].

Contudo, nota-se que, para análises computacionais, a função analítica de Heidler se adapta melhor, pois permite que se representem as curvas médias de corrente, podendo se obter formas de onda bem próximas das ondas de corrente de descarga reais, sendo por isso considerada uma das melhores maneiras de representação da onda de uma descarga atmosférica [48].

A forma de onda de Heidler, apresentada na Figura 3.15, faz parte da biblioteca do ATPDraw, bastando para isso configurar seus parâmetros.



Figura 3.15 – Ícone da fonte geradora da forma de onda Heidler no ATPDraw.

Pelo menos 65% das descargas atmosféricas apresentam um tempo de subida de 1,2 μ s e tempo de descida de 50 μ s [49]. Assim, a fonte de Heidler utilizada para representação da descarga atmosférica terá esses dois parâmetros como base. A Figura 3.16 mostra uma forma típica de uma forma de onda que apresenta essas características. Na Figura 3.17 a configuração no ATPDraw que gerou a forma de onda da Figura 3.16.

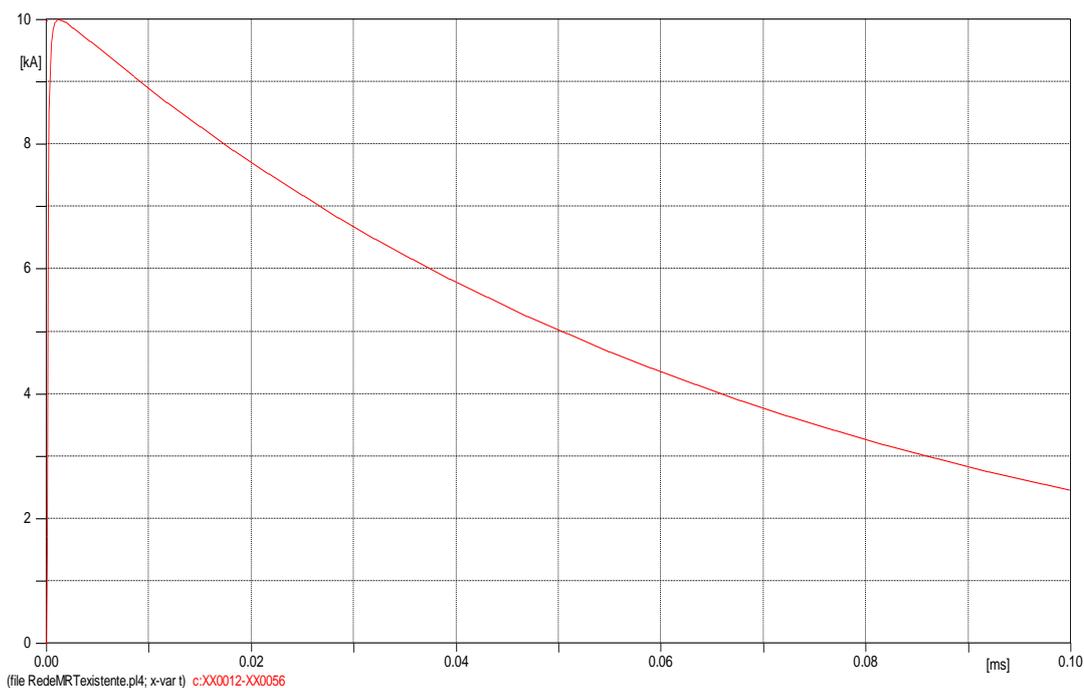


Figura 3.16 – Forma de onda Heidler gerada pelo ATP – 10000A – 1,2/50 μ s.

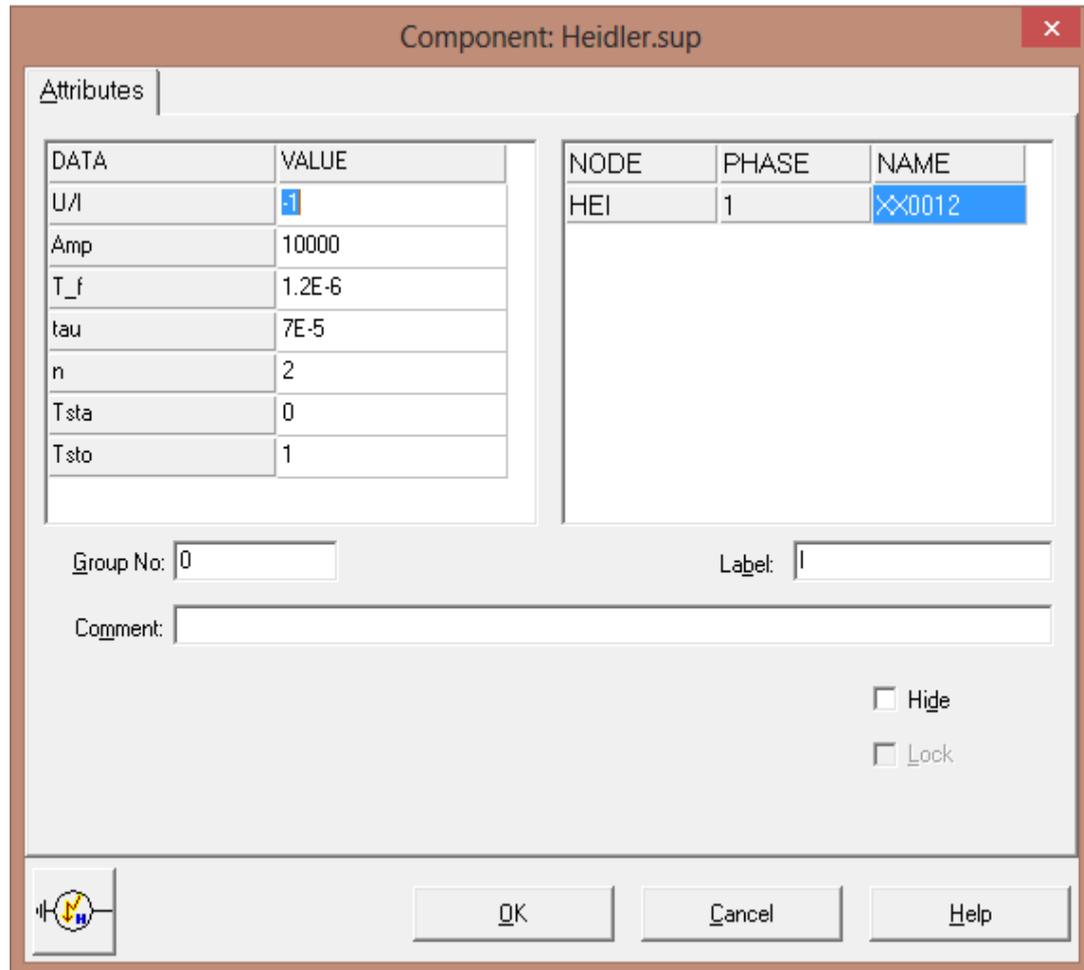


Figura 3.17 – Ajustes dos parâmetros para a onda de Heidler no ATP.

Além da fonte de Heidler, faz-se necessária a colocação em paralelo a fonte uma resistência que representa o canal de ionização [49]. Esse valor pode ser representado através de números compreendidos entre 100 Ω a 3000 Ω . Para efeito das simulações que serão feitas, o valor dessa impedância será 400 Ω [50]-[25].

3.5 MODELAGEM DO SUPRESSOR DE SURTO NO ATPDRAW

Os Para-raios ou supressores de surto são instalados em redes de distribuição com a finalidade de proteção contra as sobretensões, preservando assim os equipamentos e o alimentador contra valores de tensão elevados [51].

Os para-raios de Óxido de Zinco, na classe de 15 kV, tem uma curva típica V_{xI} como a Figura 3.18 [41]:

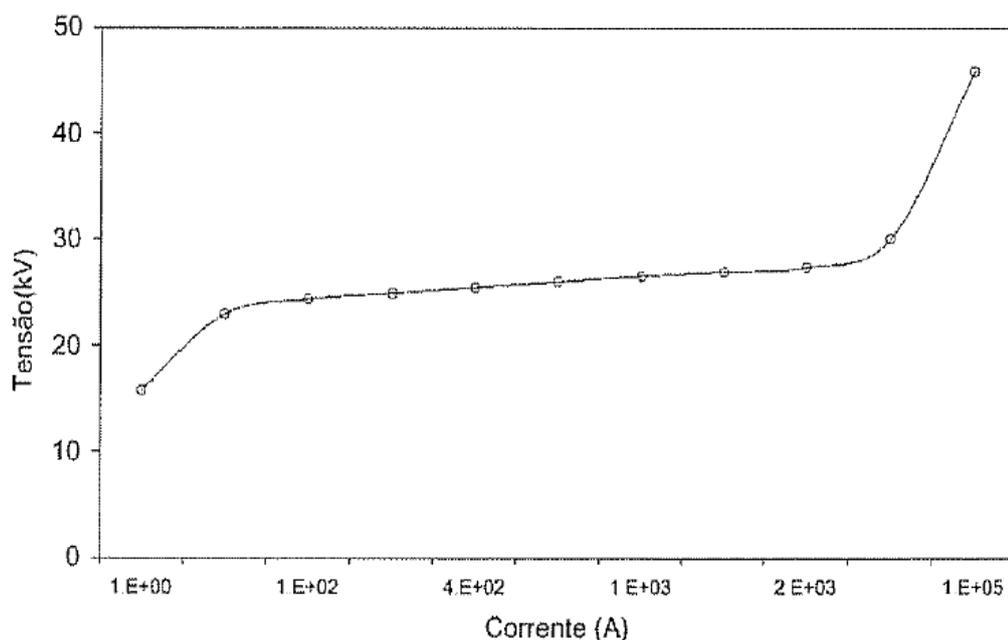


Figura 3.18 – Curva típica $V \times I$ dos Para-raios de Oxido de Zinco na classe de tensão 15kV [41].

Tabela 3.2 – Pontos da curva típica $V \times I$ de para-raios de média tensão [41].

| I(A) | V(kV) |
|--------|-------|
| 1 | 12,5 |
| 10 | 22,9 |
| 100 | 24,4 |
| 200 | 24,9 |
| 380 | 25,5 |
| 650 | 26 |
| 1110 | 26,6 |
| 1500 | 27 |
| 2000 | 27,4 |
| 2800 | 30,1 |
| 100000 | 45,9 |

A Tabela 3.2 apresenta a relação entre a corrente e a tensão presentes em um para-raios, de acordo com o seu comportamento não linear.

As modelagens dos para-raios devem levar em consideração, em simulações de altas frequências, as capacitâncias parasitas e a indutância do cabo de ligação. A Figura 3.19 apresenta o modelo do supressor de surto utilizado em fenômeno de solitação rápida [41]:

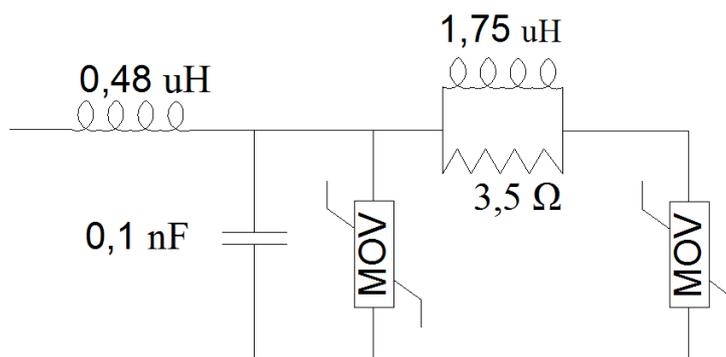


Figura 3.19 – Modelo do Pára-raio em situações de alta frequência.

A modelagem final do supressor de surto no ATP ficará então conforme Figura 3.20:

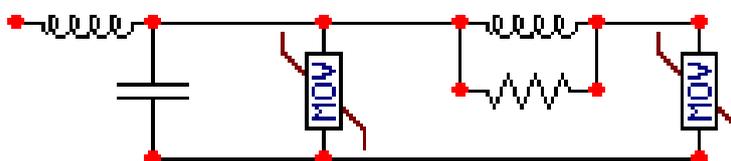


Figura 3.20 – Modelo do Para-raios para simulação.

A configuração do resistor não-linear para a modelagem do para-raios é conforme a Figura 3.21:

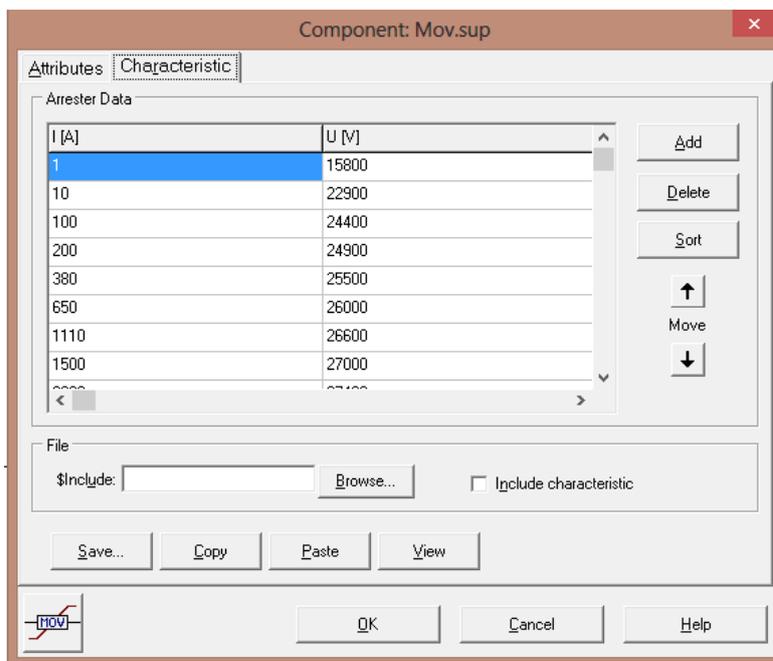


Figura 3.21 – Configuração do resistor não-linear.

3.6 MODELAGEM DOS ISOLADORES NO ATPDRAW

O uso regular de isoladores com maior nível de isolamento surgiu da necessidade da utilização frequente de cruzetas de concreto e aço e, por isso, os isoladores mais comuns foram aos poucos perdendo espaço para os isoladores do tipo com dois corpos de porcelana ou vidro. No entanto, com a entrada de fabricantes nacionais no mercado de isoladores tipo pilar, de difícil perfuração e que apresentam uma boa resistência, as concessionárias de energia passaram a usar bem mais este tipo de isolador. Em muitas redes, as cruzetas deixaram de ser utilizadas, sendo fixados diretamente nos postes os isoladores, assumindo o papel de ser o único responsável pelo nível de isolamento do sistema. Comumente, os isoladores, em estruturas de ancoragem, possuem um maior nível de isolamento do que aqueles usados em estruturas de tangência, onde são usados isoladores fixados em pino [52]. Na Figura 3.22 temos uma estrutura de rede MRT muito utilizada.

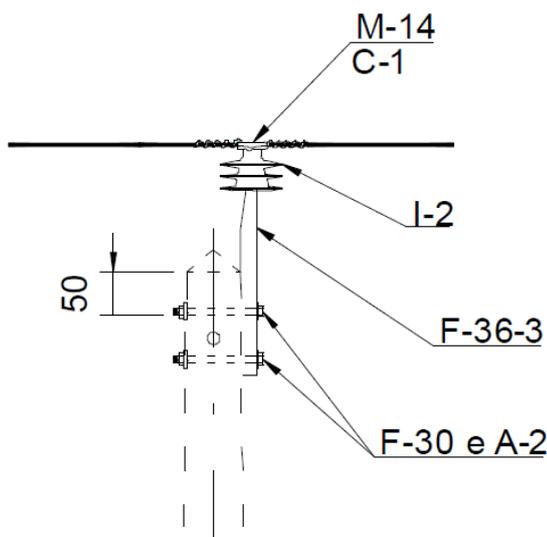


Figura 3.22 – Detalhe da estrutura monofásica utilizada em tangente e pequenos ângulos [31].

Quando um sistema elétrico de rede de distribuição ou transmissão de energia é atingido direta ou indiretamente por uma descarga atmosférica, temos o estabelecimento do fenômeno de Flashover ou Backflashover.

Flashover é a falha de isolamento no isolador ou na cadeia de isoladores que tem como razão a descarga atmosférica atingindo diretamente os cabos fase da linha. Esse fato pode ser oriundo da falta de blindagem, quando da ausência de cabo guarda ou uma falha na blindagem se a rede possuir tais cabos. Já o Backflashover é a falha de isolamento do

isolador ou cadeia de isoladores que acontece quando a descarga atmosférica se dá no cabo de blindagem ou na torre [53].

Tanto o fenômeno de flashover quanto o de backflashover ocorrem em um determinado isolador quando o valor da tensão nas suas extremidades atingir um patamar que ultrapassa a tensão crítica chamada de CFO (Critical Flashover Overvoltage). Portanto, se o CFO for ultrapassado, uma falha no sistema irá ocorrer [44]. Essa é uma análise mais pessimista. Por definição, CFO é o valor de pico de uma tensão em kV, com forma de onda $1,2 \times 50\mu\text{s}$, que em 50% das aplicações causa uma descarga disruptiva no isolamento, também conhecido por V50%.

É utilizado o valor da Tensão Crítica de Impulso para caracterizar o CFO [52].

Para a modelagem de isoladores nos estudos realizados em simulação, eles são considerados dispositivos do tipo chave controlada por tensão, conforme ilustrado na Figura 3.23, onde o valor da tensão que controla a chave é a tensão disruptiva, e em paralelo é colocado um capacitor de valor de capacitância concentrada. Tipicamente o valor dessa capacitância é de 60 pF [11]-[54].

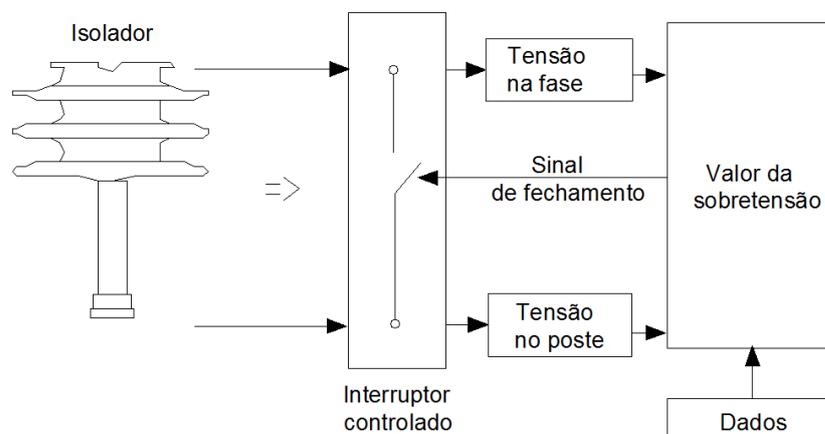


Figura 3.23 – Mecanismo do modelo elétrico do isolador no ATP-Draw [55].

Valores característicos dos isoladores de pino poliméricos utilizados na classe de 15 kV estão apresentados na Tabela 3.3, onde está destacado o valor da tensão crítica de Impulso.

Tabela 3.3 – Características do isolador polimérico de pino.

| Tensão Máxima de Operação (kV) | Características Elétricas | | | | Características Mecânicas | | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|---|--|--|---------------------------|---------------------------------------|-------------|-------------------------------------|
| | Tensão Suportável Nominal (kV) | | Tensão de Perfuração Sob Impulso Íngreme (mínimo) (kV) | Radiointerferência a 500 kHz com Impedância de 300 Ω | | Carga Mecânica Mínima de Flexão (daN) | | Distância de Escoamento Mínima (mm) |
| | à Freqüência Industrial Sob Chuva | de Impulso Atmosférico onda positiva/negativa | | Tensão Aplicada no Ensaio (kV) | TRI Máxima (μV) | Nominal | Sem Ruptura | |
| 15 | 34 | 110 | 231 | 10 | 10 | 600 | 1200 | 280 |
| 36,2 | 50 | 150 | 315 | 30 | | 600 | 1200 | 450 |

A modelagem do isolador é apresentada na Figura 3.24 e 3.25:

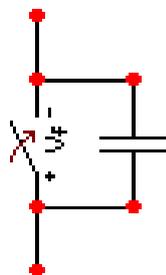


Figura 3.24 – Modelo do isolador para simulação.

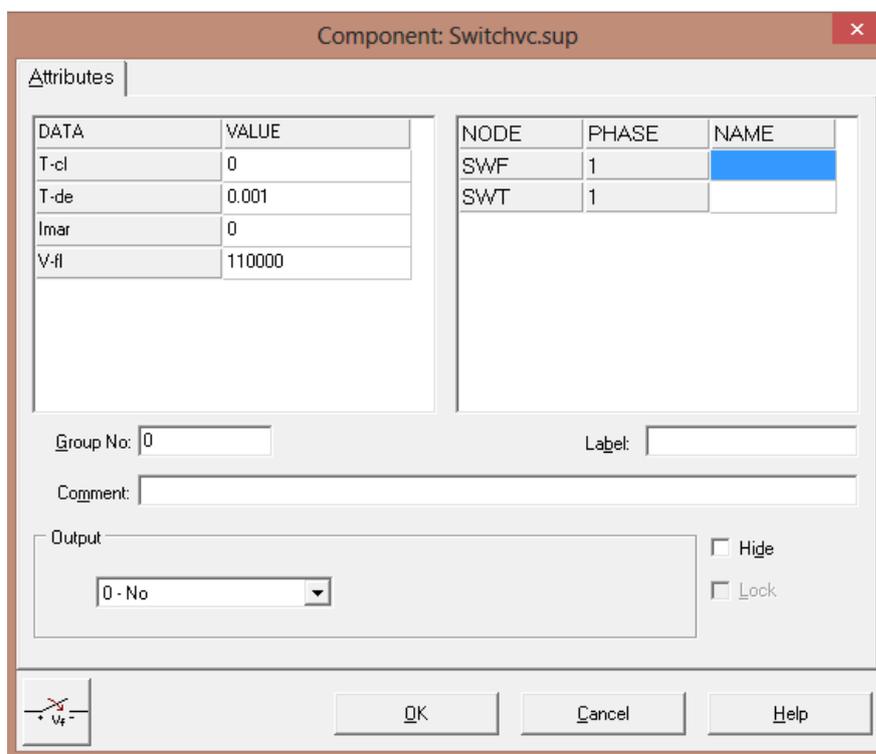


Figura 3.25 – Configuração da chave controlada por tensão.

3.7 MODELAGEM DO POSTE NO ATPDRAW

Os postes padronizados e utilizados em redes tipo MRT na área de concessão da CELPE são do tipo duplo “T” em concreto com 10 metros de altura e esforço de 150 e 300 daN [31].

Os postes de um sistema de distribuição são modelados por impedâncias e para cada seção do poste teremos um valor de impedância que evita reflexões da onda, sendo que todas as impedâncias estão ligadas em série bem como a resistência de aterramento da base do poste [44].

Para fins de determinação do valor da impedância ou resistência do poste, será utilizada a Equação 3.4 [44]:

$$R_{\text{poste}} = 60 \cdot \ln \left(2\sqrt{2} \frac{H_c}{r_c} \right) - 60 \quad (3.4)$$

Onde:

H_c é a altura média dos postes (m) ;

r_c é o raio da base dos postes (m).

Na Figura 3.26 está ilustrada a modelagem adotada.

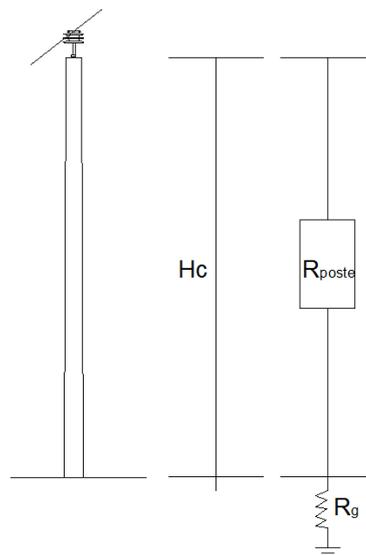


Figura 3.26 – Poste no sistema MRT.

O aterramento do poste (R_g) é adotado de forma simplificada por uma resistência de valor igual a 10Ω . Conforme é utilizada na referência [44].

Para determinação da altura média dos postes (H_c) deve ser subtraída a parte referente ao seu comprimento que fica enterrada no solo. A parte do poste que é fincada no solo tem seu comprimento chamado de engaste. O comprimento do engaste do poste é determinado pela Equação 3.5 [31]:

$$e = 0,1.L + 0,6 \quad (3.5)$$

Onde:

e é o comprimento do engastamento do poste em metros. Mínimo de 1,5m;

L é o comprimento nominal do poste em metros;

Para um poste de 10m de comprimento, que é o poste utilizado na rede MRT utilizada para estudo, teremos que o comprimento do engaste é 1,60 m. Subtraindo esse comprimento do engaste do comprimento total do poste (10 m), o valor da altura média dos postes (H_c) será 8,4 m.

Para a determinação do raio da base do poste (r_c), uma vez que se trata de poste de concreto duplo “T”, esse valor será calculado através de uma área equivalente às dimensões da base deles.

A Tabela 3.4 apresenta as dimensões dos postes de concreto duplo “T” instalados na rede de distribuição utilizada para estudo, onde foram destacados os valores das dimensões da base desses postes.

Tabela 3.4 – Dimensões dos postes de concreto [31].

| ITEM | CÓDIGO | COMP. NOM. $L \pm 0,05$ (m) | TIPO | RESIST. NOM. (R_n) (daN) | | DIMENSÕES (mm) | | | | | | | | |
|------|---------|-----------------------------|-------|------------------------------|------|----------------|--------|----------------|----------------|------------|------------|------------|----------|------------|
| | | | | | | Face A | | Face B | | F \pm 20 | J \pm 20 | e \pm 15 | T+20 - 5 | M \pm 15 |
| | | | | | | Face A | Face B | Topo a \pm 5 | Base A \pm 5 | | | | | |
| 01 | 3300047 | 10 | D | 75 | 150 | 120 | 280 | 100 | 200 | 975 | 1100 | 1600 | 3025 | 3000 |
| 02 | 3300001 | 10 | B | 150 | 300 | 140 | 420 | 110 | 310 | | | | | |
| 03 | 3300068 | 11 | B | 150 | 300 | 140 | 448 | 110 | 330 | 1200 | 1700 | | | |
| 04 | 3300016 | | | 300 | 600 | | | | | | | | | |
| 05 | 3300080 | | B-1.5 | 500 | 1000 | 182 | 490 | 140 | 360 | | | | | |
| 06 | 3300101 | | B-3 | 750 | 1500 | 224 | 532 | 170 | 390 | | | | | |

Igualando as áreas da base do poste de concreto duplo “T” em questão com a área do raio da base do poste (r_c) equivalente, conforme Equação 3.6, teremos:

$$\pi r_c^2 = A \cdot B \quad (3.6)$$

Onde:

r_c é o raio da base dos postes (m).

A é o comprimento da face A do poste, conforme a Tabela 3.4, em metros;

B é o comprimento da face B do poste, conforme a Tabela 3.4, em metros

Encontra-se então um valor de $r_c = 0,133$ m para $A = 0,28$ m e $B = 0,20$ m.

Teremos então para um valor de $H_c = 8,4$ m e $r_c = 0,133$ m, uma resistência do poste (R_{poste}) de $251,12 \Omega$ utilizando a Equação 3.4.

3.8 MODELAGEM DO SISTEMA DE ATERRAMENTO NO ATPDRAW

Em um sistema MRT, normalmente, apenas o poste que possui o transformador possui aterramento. No sistema MRT adotado pela concessionária CELPE, a malha de aterramento deve possuir valores máximos de acordo com a potência do transformador conforme apresentado na Tabela 3.5 [31]:

Tabela 3.5 – Valores máximos da resistência do Aterramento de acordo com a potência do transformador [31].

| Potência do Transformador (kVA) | Resistência de Terra Limite (Ω) | |
|---------------------------------|--|-----------------|
| | Terreno seco | Terreno molhado |
| 3 | 65 | 33 |
| 5 | 40 | 20 |
| 10 | 20 | 10 |
| 15 | 15 | 8 |

Os valores de resistência de aterramento nas estruturas de transformadores monofásicos indicados em MRT só devem ser mantidos no limite em solos desfavoráveis, quando já tiverem sido empregadas cinco ou mais hastes. Se mesmo assim o valor mínimo da resistência de terra não for atingido, deverá se fazer uso do neutro parcial [31]. A Figura 3.27 apresenta o aterramento do transformador no sistema MRT.

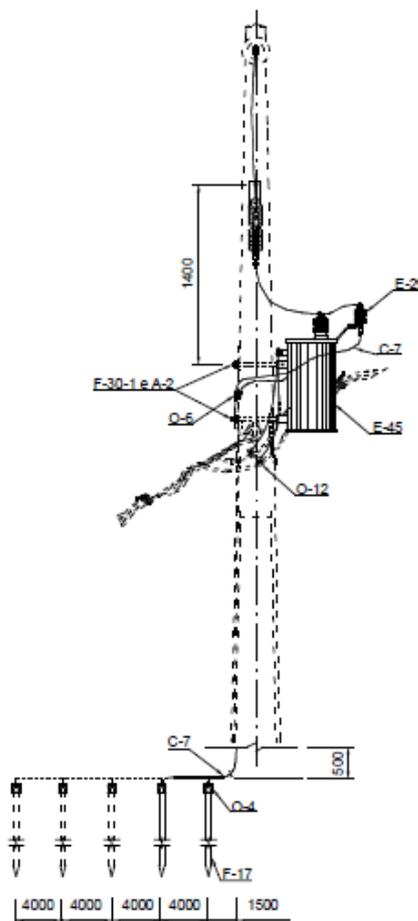


Figura 3.27 – Aterramento utilizado para instalação de transformador monofásico [31].

As hastes utilizadas são de aço cobreado de dimensões 16 x 2400mm, espaçadas de 4 m , sendo que a primeira haste deve estar a 1,5 m da base do poste [31].

No que diz respeito ao valor do sistema de aterramento em situações de alta frequência, como é o caso quando o sistema está sujeito a uma onda de corrente impulsiva provocada por uma descarga atmosférica, a determinação desse valor é comumente complexo e dispendioso de ser encontrado, pois dependerá da frequência e de efeitos não lineares como aqueles oriundos de disrupções no solo [41].

Os valores tomados como aqueles efetivos para um determinado valor de aterramento de um sistema para baixas frequências não são recomendados para análise nesse tipo de situação. O comportamento de um sistema de aterramento em situação de uma falta de alta frequência é bastante diferente de quando ocorre uma falta de baixa frequência, por exemplo, em um curto-circuito [11]-[56].

O modelo HEM (Hybrid Eletromagnetic Model) possibilita o cálculo da resposta no domínio da frequência e considera a dependência dos parâmetros do solo com a frequência, porém é desconsiderado o efeito de ionização do solo para correntes que apresentam valores de amplitudes elevadas [51]-[58].

Dentre vários modelos que tentam representar o comportamento de um sistema de aterramento em situação de uma corrente impulsiva no momento de uma descarga atmosférica, foi adotado o modelo de HEM.

O circuito que representa o sistema de aterramento nesse modelo está mostrado na Figura 3.28 :

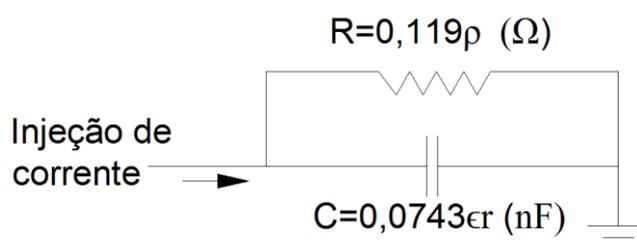


Figura 3.28 – Circuito equivalente e parâmetros do aterramento[58].

Os valores adotados para a simulação serão:

$\rho=1000 \Omega.m$ para a resistividade do solo.

$\epsilon_r=20$ para a permissividade relativa.

De acordo com as relações apresentadas na Figura 3.28 e os valores de ρ e ϵ_r adotados, teremos um valor de resistência de 119Ω e a capacitância de $1,486 \text{ nF}$.

Também será considerado que os condutores de ligação e seus acessórios possuem uma indutância de 1 uH/m . Sendo considerado então um indutância final de 10 uH [51].

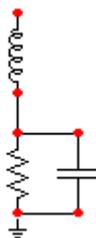


Figura 3.29 – Modelo do aterramento para simulação.

3.9 MODELAGEM DO TRANSFORMADOR NO ATPDRAW

Na modelagem do transformador foi adotado um modelo de um circuito RLC, válido para operação em vazio, capaz de representar a transferência de surtos atmosféricos do primário para o secundário. Esse modelo se propõe a reproduzir o comportamento do transformador no domínio da frequência [41]. Vale ressaltar o comportamento capacitivo que varia com a frequência devido ao efeito pelicular dos enrolamentos e as perdas que ocorrem por correntes parasitas e que existem ressonâncias em série e em paralelo que acontecem devido ao efeito capacitivo entre os enrolamentos e entre estes e a carcaça aterrada do transformador.

Para a representação do transformador, utiliza-se um circuito aberto para efeito de surto atmosférico, contendo uma capacitância shunt. A Figura 3.30 apresenta esse circuito:

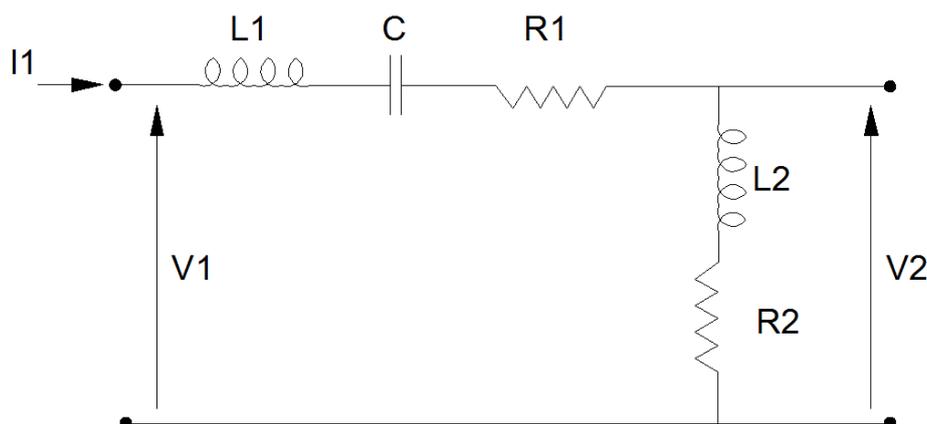


Figura 3.30 – Modelo por fase do transformador para altas frequências [41].

A Tabela 2.6 apresenta os valores típicos das variáveis envolvidas na modelagem do transformador em situações de surtos de alta frequência. Destaca-se o valor para o transformador de 15 kVA, pois a rede em estudo possui um transformador desse.

Tabela 3.6 – Parâmetros típicos para o circuito do transformador para altas frequências [41].

| Potência (kVA) | R1(Ω) | R2(Ω) | L1(μ H) | L2(μ H) | C(pF) |
|----------------|----------------|----------------|--------------|--------------|-------|
| 15 | 70 | 90 | 246 | 54 | 320 |
| 30 | 83 | 42 | 157 | 29 | 344 |
| 45 | 80 | 5,5 | 33 | 17 | 400 |
| 112,5 | 19,6 | 3 | 41,55 | 0,85 | 596 |

3.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, é apresentada a metodologia utilizada para modelagens dos diversos componentes, especialmente modelados quando sujeito a surtos de alta frequência. Também foram apresentados como esses modelos são implementados no ATPDraw, levando sempre em consideração a importância da resposta com a frequência. A modelagem dos diversos componentes tal qual se verificam em situações reais de surto atmosférico é muito relevante para que as simulações computacionais possam refletir ao máximo o comportamento real da rede.

4

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

A modelagem de cada componente da rede MRT em estudo, bem como a modelagem da descarga atmosférica foram realizadas no Capítulo 3 deste trabalho. A partir destas modelagens, considerando diferentes configurações e sob níveis diferentes de descarga, diversas simulações foram realizadas e estão apresentadas neste capítulo.

A rede de distribuição MRT em questão apresenta planta e perfil conforme mostrado na Figura 4.1 e na Figura 4.2, respectivamente:

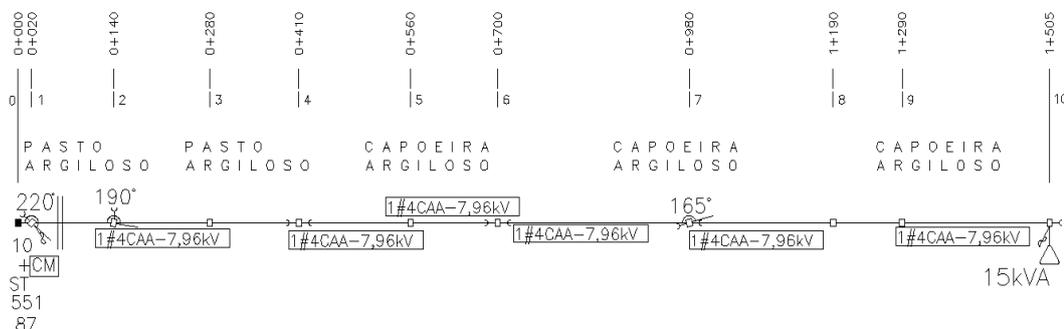


Figura 4.1 –Planta baixa da rede MRT.

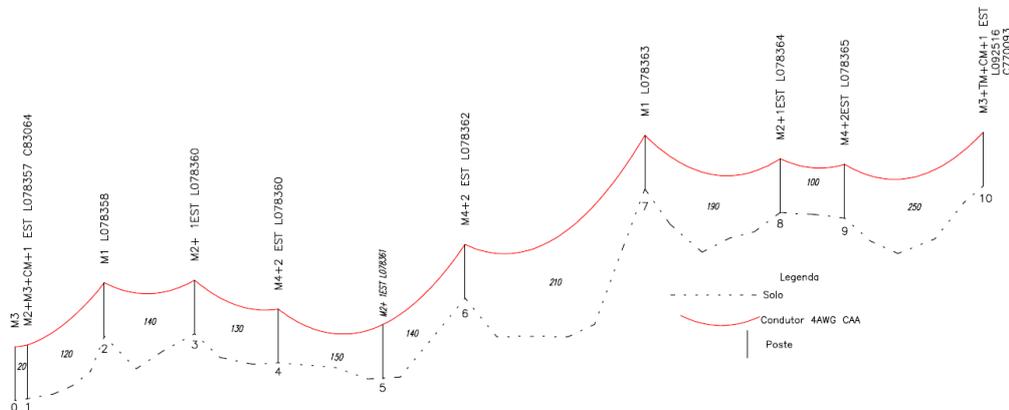


Figura 4.2 – Perfil da rede MRT.

Foi utilizado o modelo J.Marti para representação da rede. A partir do programa ATP (rotina LCC) realizou-se a modelagem completa de toda a rede, considerando todas as distâncias entre cada estrutura utilizada. Modelo em cascata - onde cada rotina LCC representa um vão da rede em questão - com seus respectivos parâmetros e particularidades conforme modelagem completa vista na Figura 4.3. A rede MRT em estudo está sem simplificações, sendo utilizados nove componentes LCC, cada um em trecho específico. Além da rede MRT, estão representados: 1) a fonte de energia; 2) a impedância equivalente de Thevenin vista pela rede; 3) cada um dos isoladores; 4) Transformador; 5) Para-raios; 6) Aterramentos dos Para-raios; 7) Aterramento do Transformador.

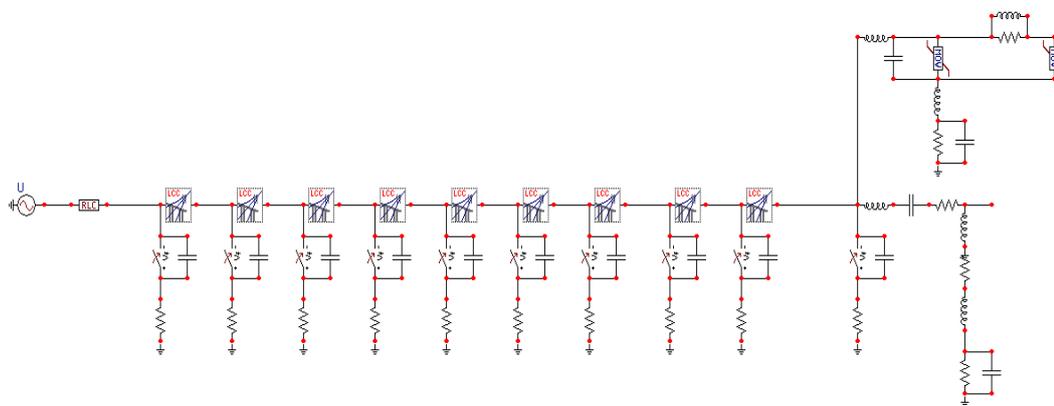


Figura 4.3 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw.

4.2 INCIDÊNCIA DIRETA DA DESCARGA NO SISTEMA

Com o objetivo de se conseguir verificar a resposta em regime transitório em pontos importantes dentro da rede, foi simulada uma descarga atmosférica atingindo o condutor fase em um ponto bem próximo do poste, para verificação do valor da elevação da tensão em alguns pontos. O valor adotado para essa avaliação foi de uma corrente de 20 kA, com padrão de $1,2 \times 50 \mu\text{s}$. Essa amplitude do surto representa 70% do valor das descargas atmosféricas que ocorrem na natureza, ou seja, somente 30% das descargas superam esse valor [15].

Inicialmente foi escolhido o ponto médio relativo ao comprimento da rede, conforme mostrado na Figura 4.4, localizado entre o LCC5 e o LCC6. As tensões que surgem no ponto em questão, no início e no fim da rede estão representadas na Figura 4.5.

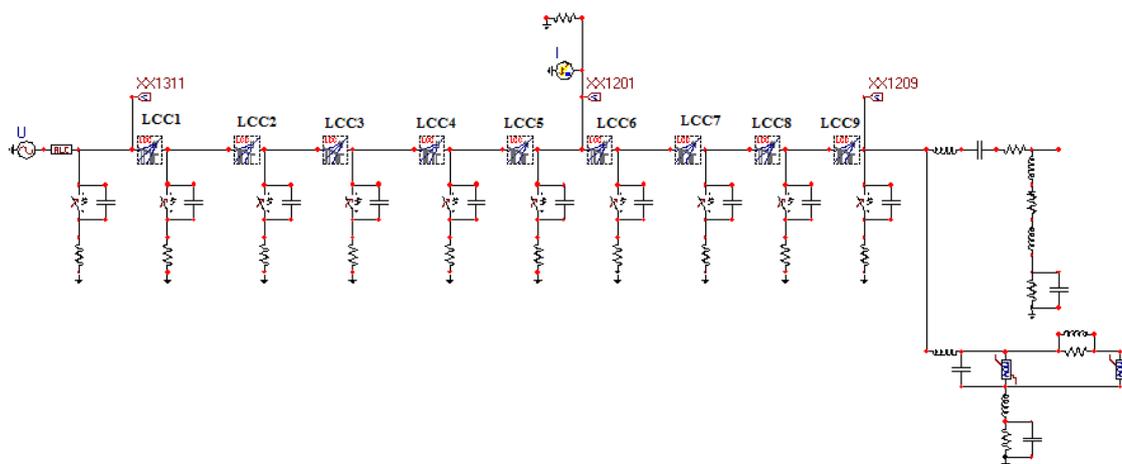


Figura 4.4 – Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede.

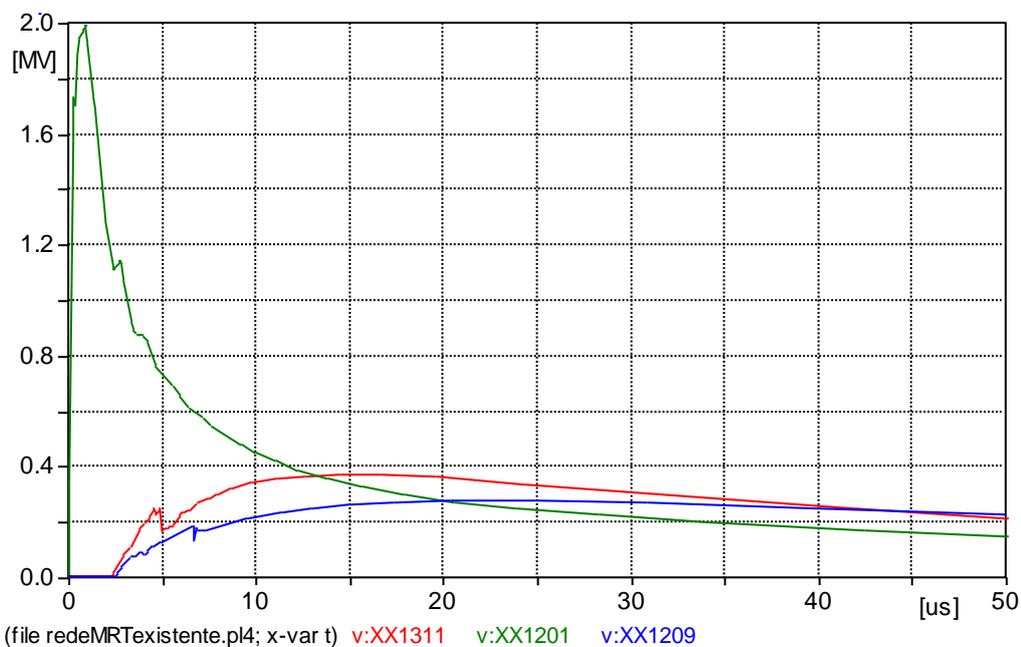


Figura 4.5 – Curvas de tensão no ponto de incidência da descarga atmosférica (20 kA) (XX1201), no início (XX1311) e no final da rede (XX1209).

Os valores máximos de tensão verificadas nessa condição para o ponto onde a descarga atmosférica atinge a rede foi de 1993 kV, de 372 kV para o início da rede e 278 kV para o fim da rede .

A fim de se fazer uma verificação dos pontos onde ocorrem os maiores valores de tensão na rede ao ser atingida por uma descarga atmosférica de mesmas características, cada ponto nas proximidades de um poste da rede, foi submetida a uma descarga

atmosférica também de 20 kA, conforme Figura 4.6. Apenas uma descarga por vez atingiu a rede.

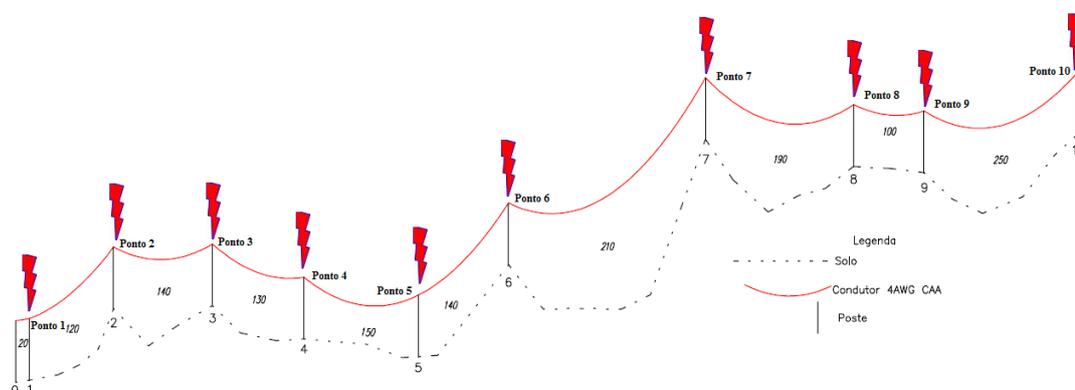


Figura 4.6 – Descarga atmosférica atingindo vários pontos diferentes da rede MRT.

A Tabela 4.1 apresenta o resultado dessa simulação. O maior e menor valor de tensão são respectivamente no ponto 1 e no ponto 10. O maior valor de tensão ocorreu no ponto 1 devido à impêndancia equivalente de Thevenin vista pela rede MRT possuir um componente bastante indutivo. O menor valor de tensão ocorreu no ponto 10 devido à presença do para-raios instalado ao transformador.

Tabela 4.1 – Valores máximos de tensão em varios pontos da MRT quanto atingido por uma Descarga Atmosferica de 20 kA.

| Tensões de pico na rede MRT | |
|-----------------------------|------------------------------|
| Ponto | Valor de pico da tensão (kV) |
| Ponto 1 | 2399 |
| Ponto 2 | 1978 |
| Ponto 3 | 1980 |
| Ponto 4 | 1969 |
| Ponto 5 | 1975 |
| Ponto 6 | 1993 |
| Ponto 7 | 2011 |
| Ponto 8 | 1956 |
| Ponto 9 | 1955 |
| Ponto 10 | 1255 |

A Figura 4.7 apresenta o comportamento dos três maiores valores de tensão registrados durante a simulação proposta nessa etapa.

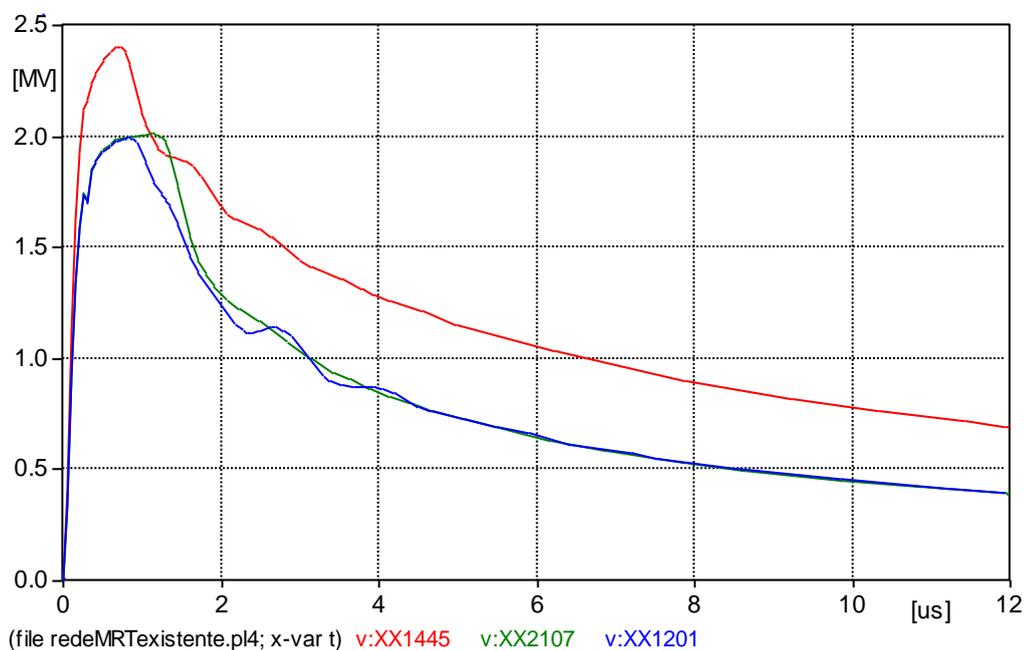


Figura 4.7 – Curvas de tensão nos Pontos 1(XX1445), 7(XX2107) e 6(XX1201) considerando a injeção de surto atmosférico de 20 kA nos respectivos pontos.

4.3 INCIDÊNCIA DIRETA DA DESCARGA NO SISTEMA COM COLOCAÇÃO DE PARA-RAIOS EM PONTOS CRÍTICOS

Para se verificar a atenuação da tensão nos três pontos de maior sobretensão, considerando a colocação de um para-raios em cada um deles e ao mesmo tempo, ou seja, colocando três para-raios na rede nos pontos onde surgiram as maiores sobretensões, conforme a Figura 4.8, foi realizada essa modificação e o sistema simulado novamente. Foi então injetada uma descarga 20 kA em cada um desses pontos, apenas uma descarga por vez.

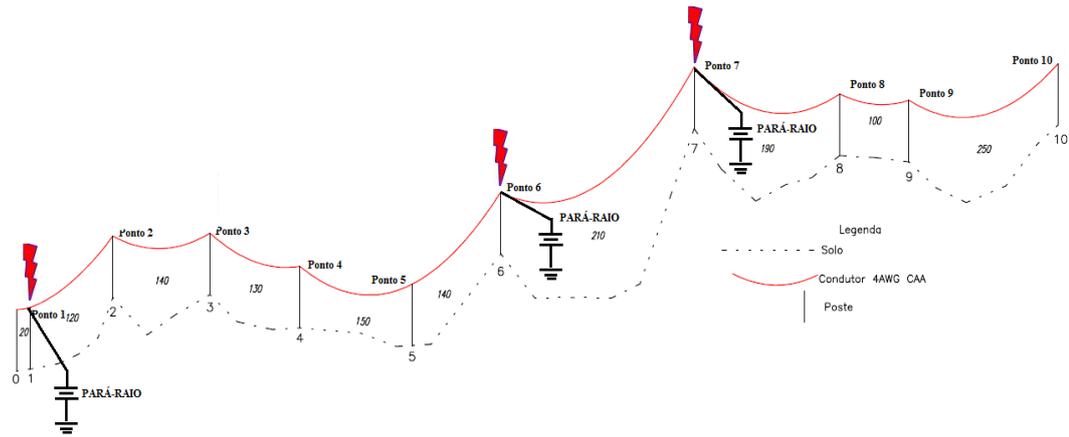


Figura 4.8 – Descarga atmosférica atingindo três diferentes pontos da rede MRT (não simultaneamente) considerando a presença de para-raios nestes respectivos pontos.

A Figura 4.9 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo o início da rede MRT (Ponto 1). A Figura 4.10 apresenta o comportamento da tensão nesse ponto ao ser atingido por uma descarga atmosférica de 20 kA

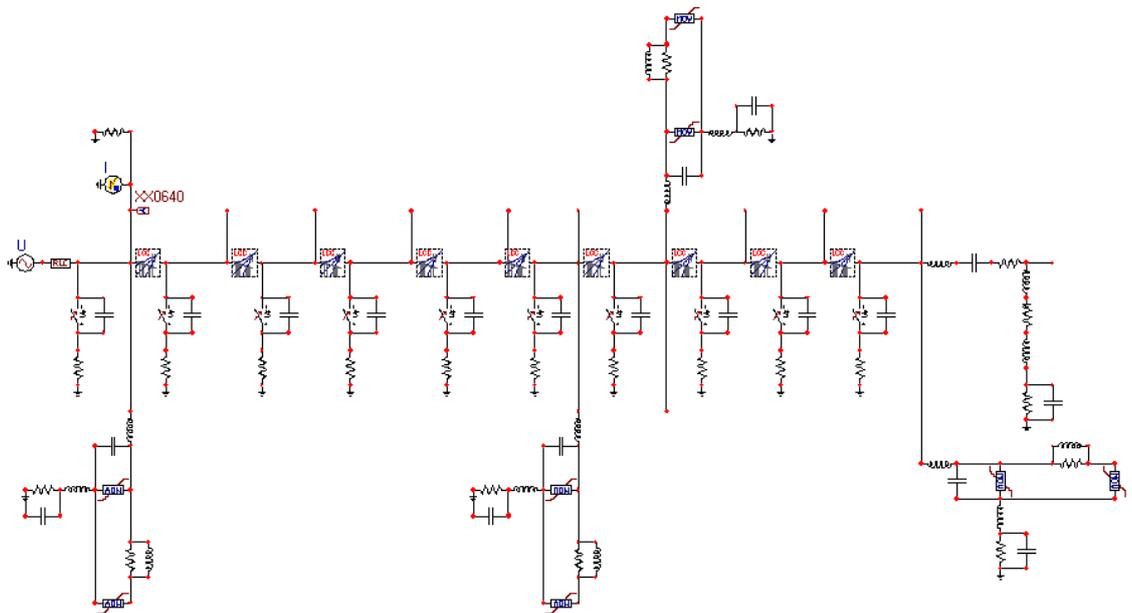


Figura 4.9 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente início da Rede (Ponto 1).

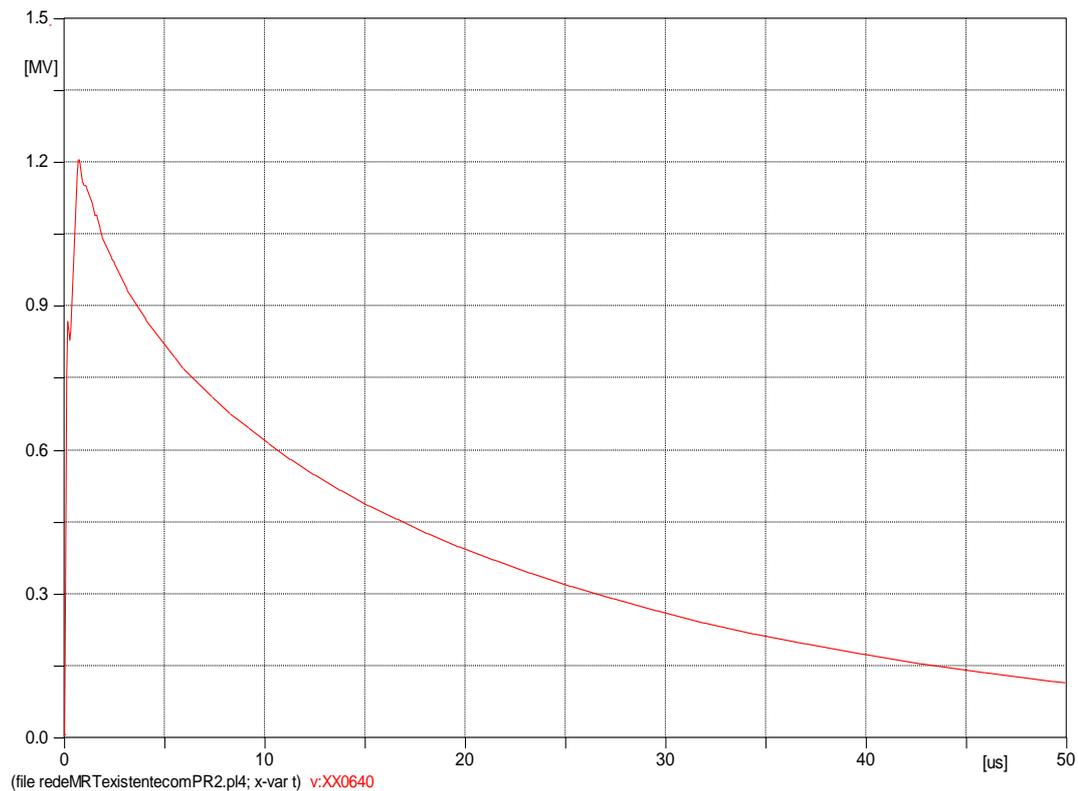


Figura 4.10 – *Curva de tensão no ponto 1 (XX0640).*

A Figura 4.11 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6). A Figura 4.12 apresenta o comportamento da tensão nesse ponto ao ser atingido por uma descarga atmosférica de 20 kA.

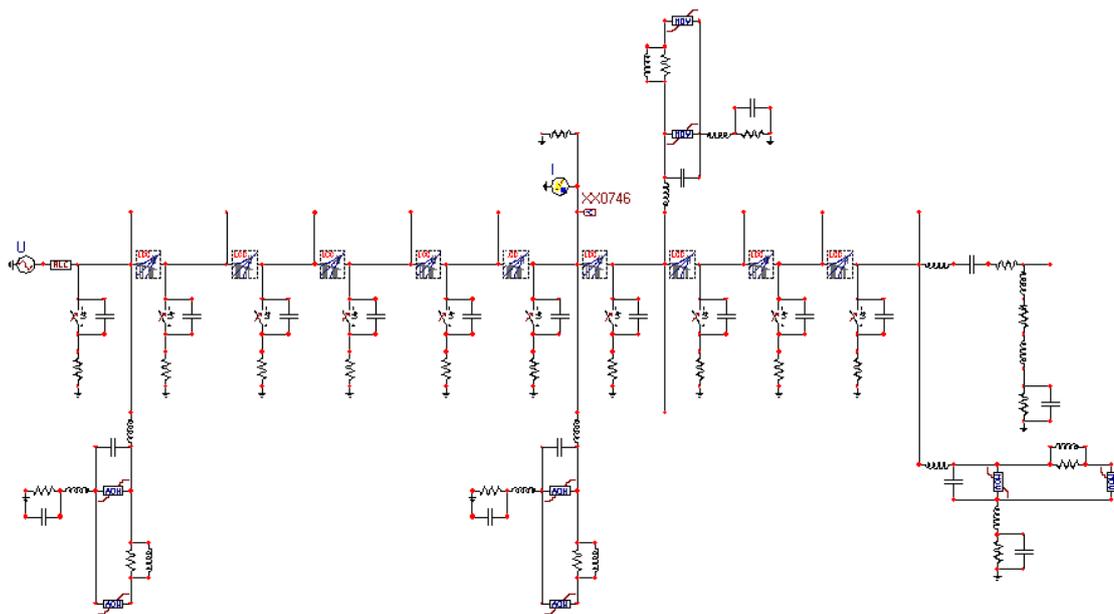


Figura 4.11 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente na metade da Rede (Ponto 6).

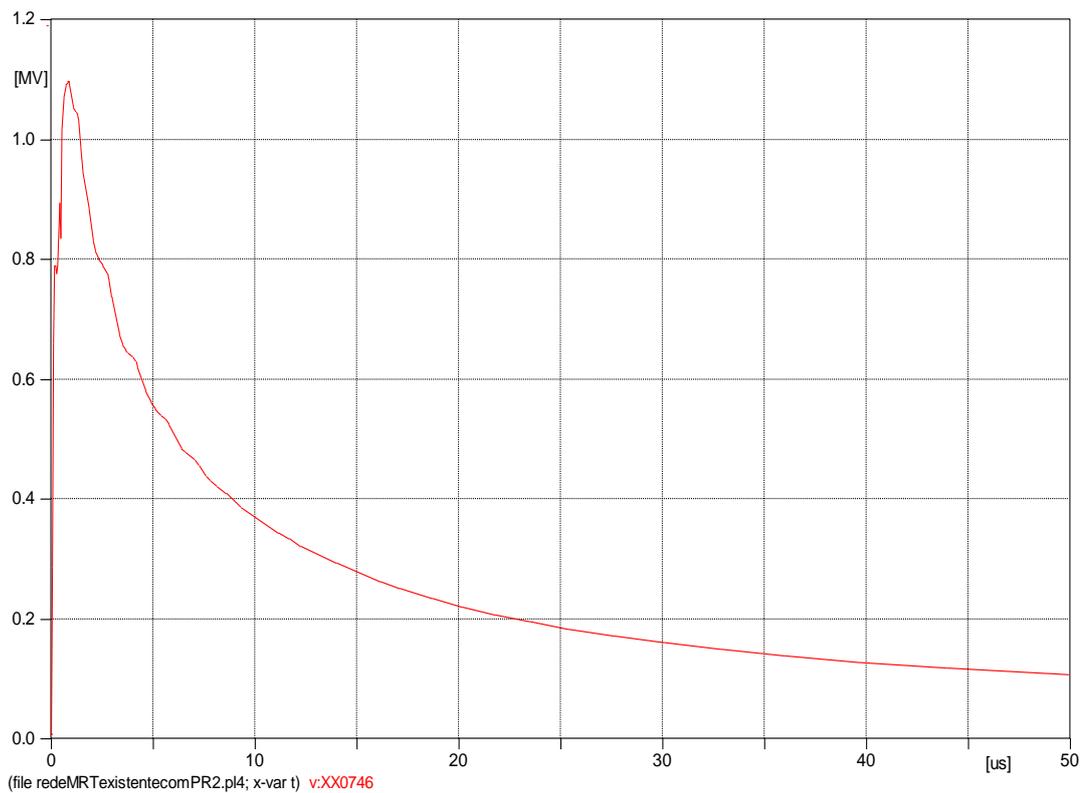


Figura 4.12 – Curva de tensão no ponto 6 (XX0746).

A Figura 4.13 apresenta o circuito no ATPDraw para uma para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 7). A

Figura 4.14 apresenta o comportamento da tensão nesse ponto ao ser atingido por uma descarga atmosférica de 20 kA.

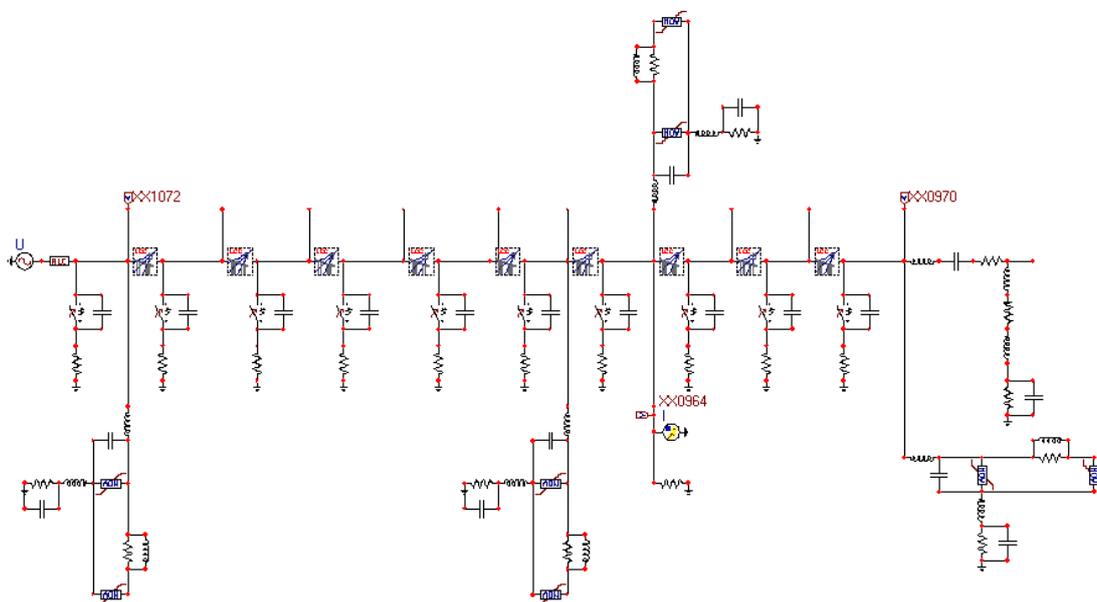


Figura 4.13 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente na metade da Rede (Ponto 7).

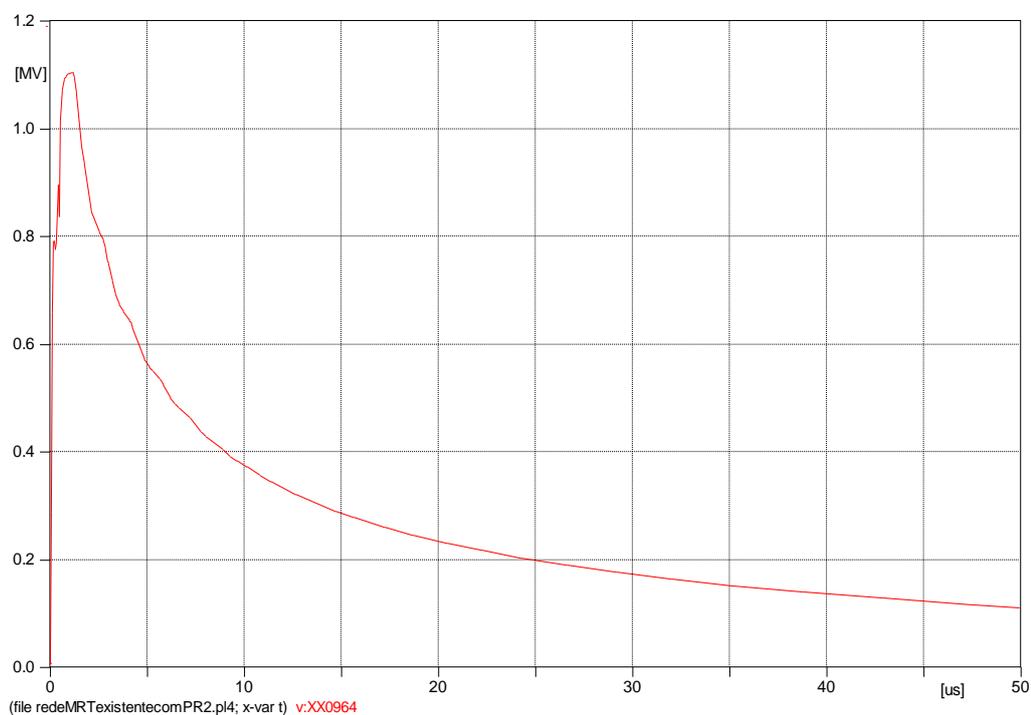


Figura 4.14 – Curva de tensão no ponto 7 (XX0964).

A Tabela 4.2 apresenta uma comparação entre o valor máximo de tensão em cada um desses pontos sem a instalação de para-raios e com a instalação de para-raios.

Tabela 4.2 – Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20KA sem Para-raios e com Para-raios.

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|---|---|
| Ponto de (kV) | Valor de pico da tensão sem Para-raios (kV) | Valor de pico da tensão com Para-raios (kV) |
| Ponto 1 | 2399 | 1205 |
| Ponto 6 | 1993 | 1097 |
| Ponto 7 | 2011 | 1095 |

A colocação de para-raios nesses pontos resultou em uma redução dos níveis de tensão.

4.4 INCIDÊNCIA DIRETA DA DESCARGA NO SISTEMA COM COLOCAÇÃO DE PARA-RAIOS EM TODOS OS PONTOS

Uma análise quanto ao comportamento da rede pode ser feita considerando a instalação de para-raios em todos os pontos, conforme pode ser visto na Figura 4.15, quando a rede MRT é atingida num ponto específico (Ponto 6). Para essa situação foi considerado um ponto mediano ao longo do comprimento da rede (Ponto 6).

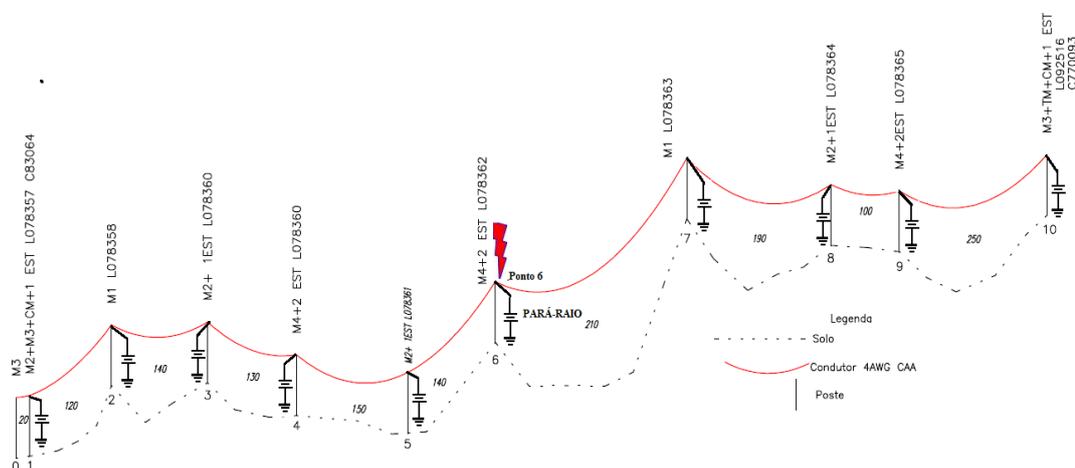


Figura 4.15 – Descarga atmosférica atingindo um ponto no meio do comprimento da rede com instalação de Para-raios em todos os postes.

A Figura 4.16 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6) com instalação de para-raios em todos os pontos onde existem postes na rede. A Figura 4.17 apresenta o

circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6) com instalação de para-raios apenas no início da rede MRT (Ponto 1) e aproximadamente o meio do comprimento total (Ponto 6 e Ponto 7).

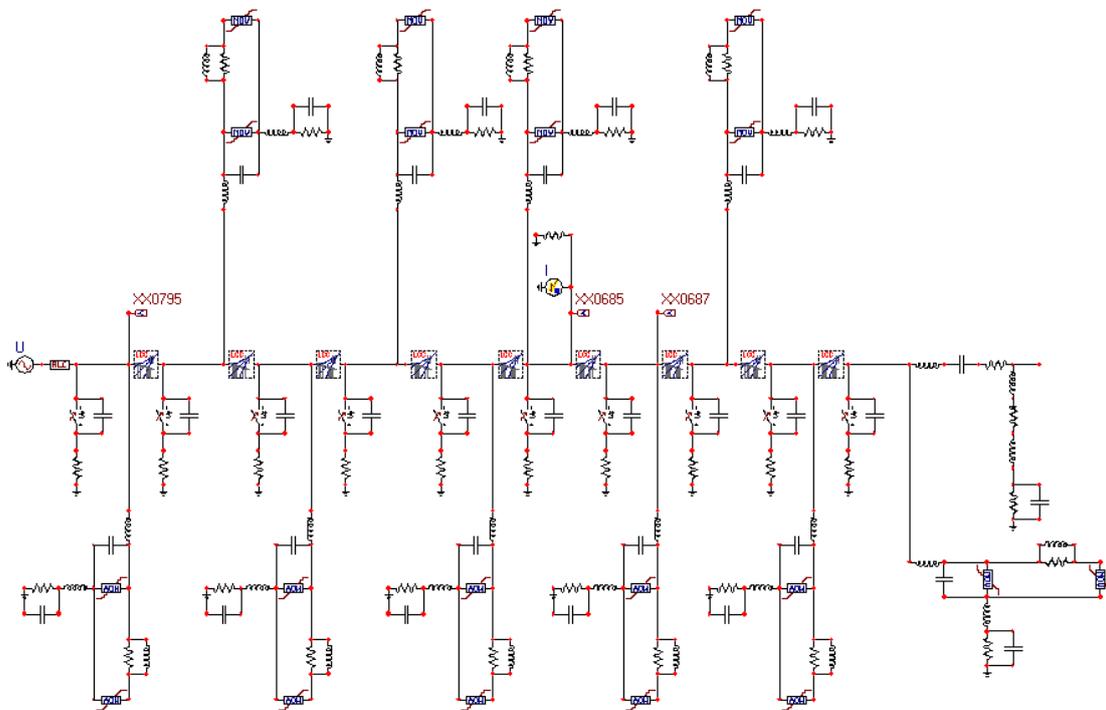


Figura 4.16 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios em toda a rede.

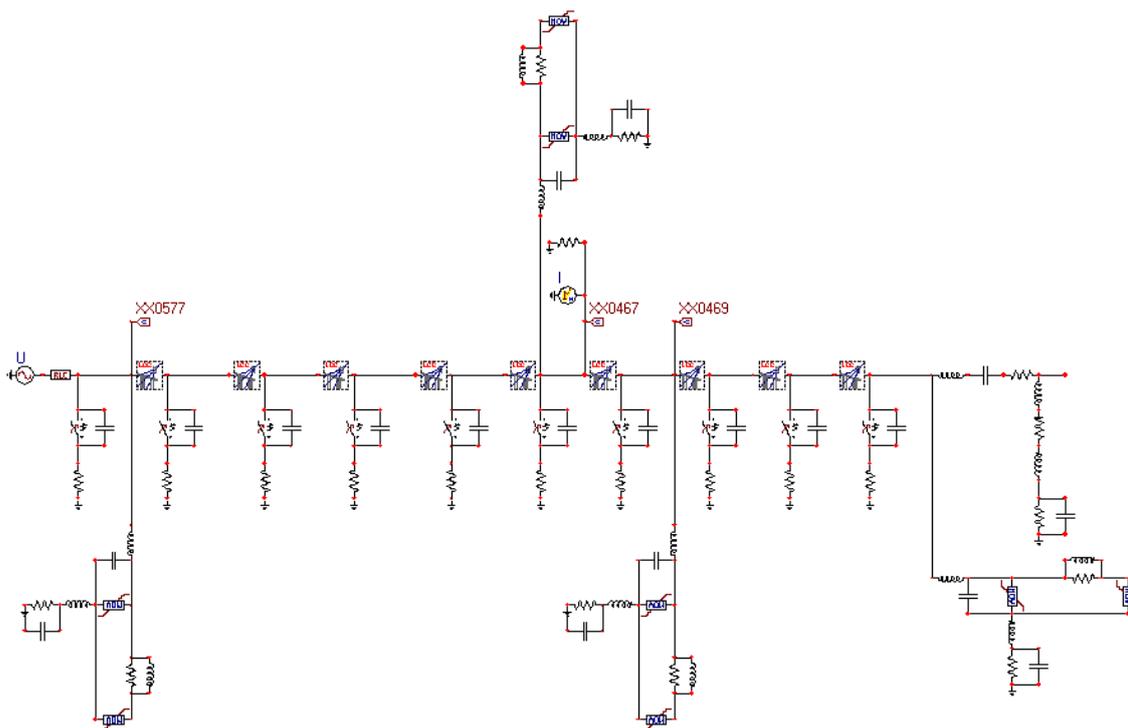


Figura 4.17 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios nos Pontos 1, 6 e 7.

A Figura 4.18 mostra que a instalação de para-raios apenas no ponto atingido ou em toda a rede não apresenta diferença quanto ao valor máximo da tensão apresentada. As Figuras 4.19 e 4.20 mostram que existe uma atenuação do surto transferido para outros pontos da rede MRT.

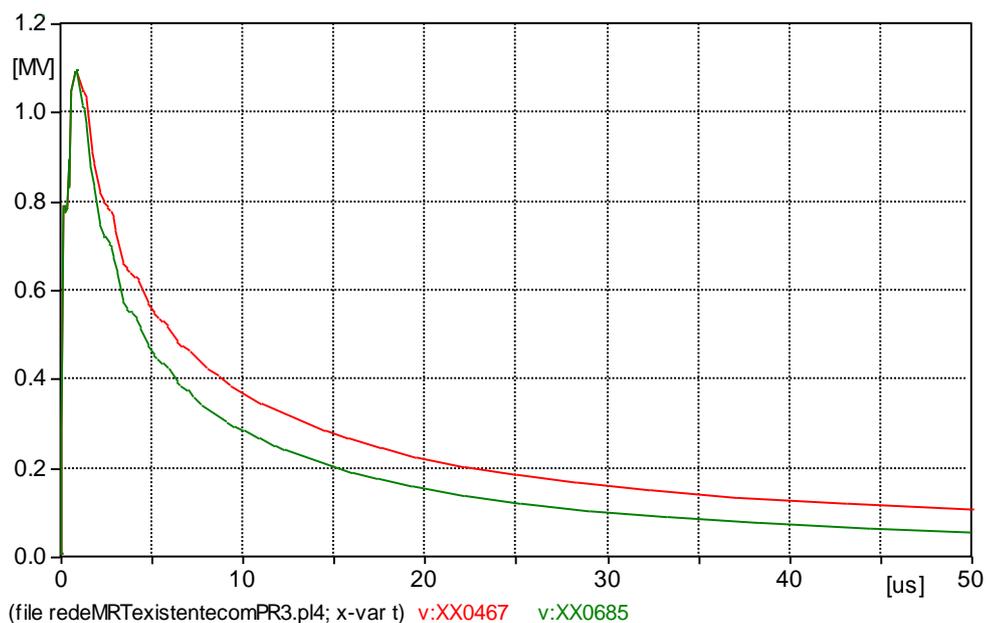


Figura 4.18 –Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com instalação de Para-raios somente nos pontos 1,6 e 7(XX0467) e no mesmo ponto com Para-raios em todos os pontos (XX0685).Tensões no ponto 6.

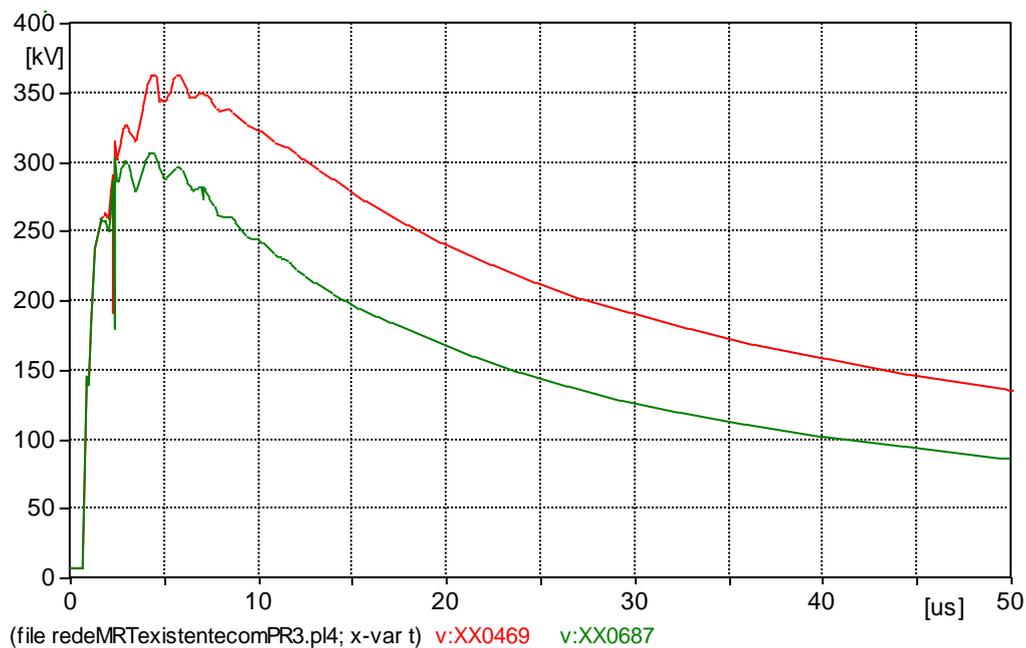


Figura 4.19 –Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com instalação de Para-raios somente nos pontos 1,6 e 7(XX0469) e no mesmo ponto (XX0687) com Para-raios em todos os pontos. Tensões no ponto 7.

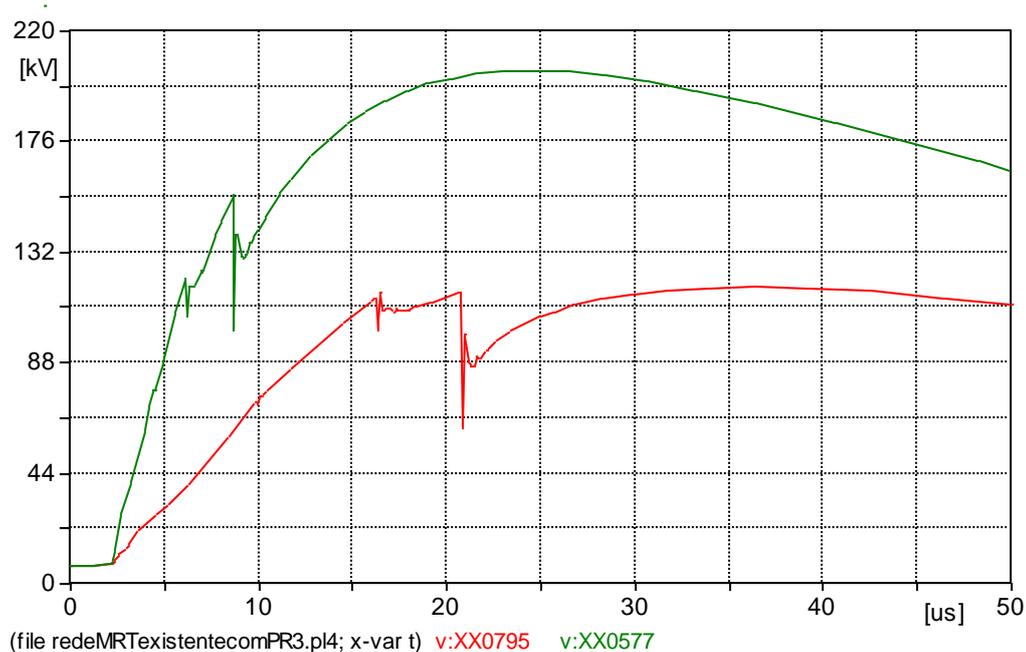


Figura 4.20 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com instalação de Para-raios somente nos ponto 1,6 e 7(XX0577) e no mesmo ponto com Para-raios em todos os pontos (XX0795). Tensões no ponto 1

A Tabela 4.3 apresenta uma comparação entre o valor máximo de tensão em cada um desses pontos com a instalação de para-raios nos pontos 1, 6 e 7 e com instalação de para-raios em todos os pontos da rede MRT. Pode ser vista uma redução da tensão quando temos para-raios instalados em todos os pontos da rede.

Tabela 4.3 – Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA no ponto 6 com apenas 03 para-raios e com para-raios ao longo de toda a rede.

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|--|--|
| Ponto de (kV) | Valor de pico da tensão com Para-raios em três pontos (kV) | Valor de pico da tensão com Para-raios em todos os pontos (kV) |
| Ponto 1 | 204 | 118 |
| Ponto 6 | 1097 | 1097 |
| Ponto 7 | 362 | 307 |

A resistência de aterramento até aqui considerada foi de 119Ω ($\rho=1000 \Omega.m$ e $R_{at}=0,119.\rho$).

Um efeito também que deve ser considerado é a possível redução do aterramento através da colocação de hastes em paralelo. Ao serem instaladas duas hastes em paralelo de $16 \text{ mm} \times 2400 \text{ mm}$ afastadas entre si $3,00 \text{ m}$ temos uma redução de $55,7\%$ do valor da resistência que teríamos para uma única haste [59]. Nessa situação teríamos uma redução de 119Ω para $66,28 \Omega$.

A Figura 4.21 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6) com instalação de para-raios em todos os pontos onde existem postes na rede e resistência de aterramento de 119Ω . A Figura 4.22 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6) com instalação de para-raios em todos os pontos onde existem postes na rede e resistência de aterramento de $66,28 \Omega$.

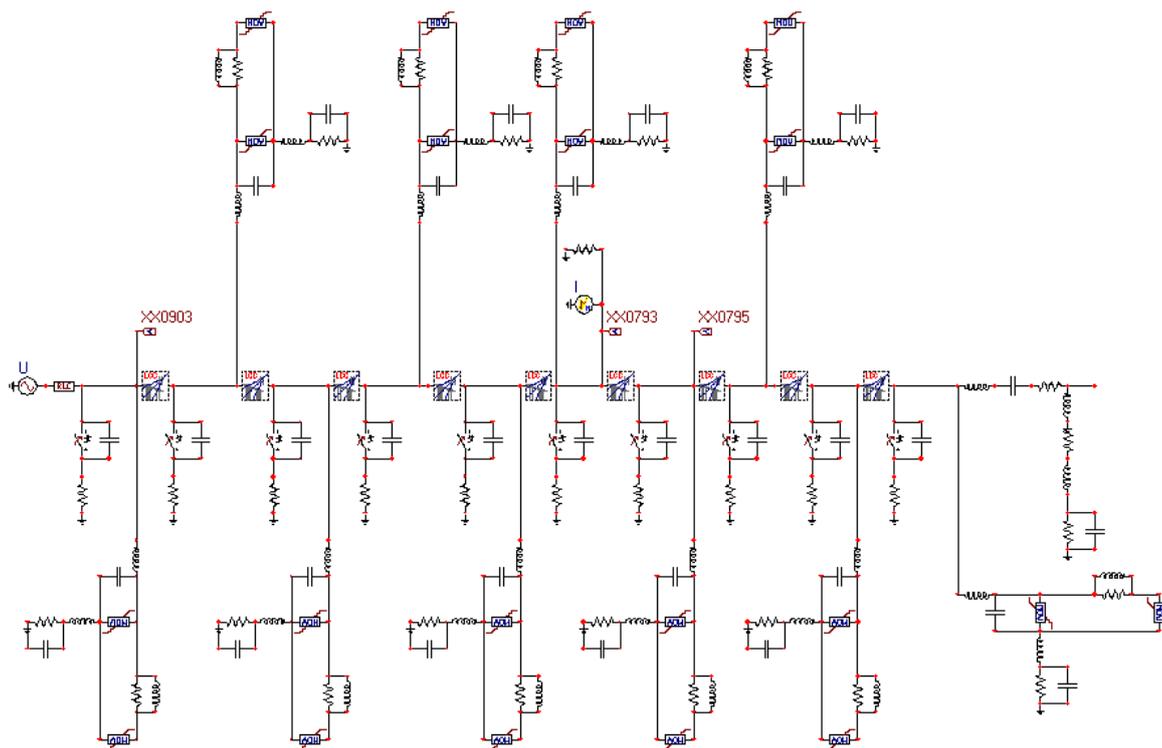


Figura 4.21 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios em toda a rede com resistência de aterramento 119Ω .

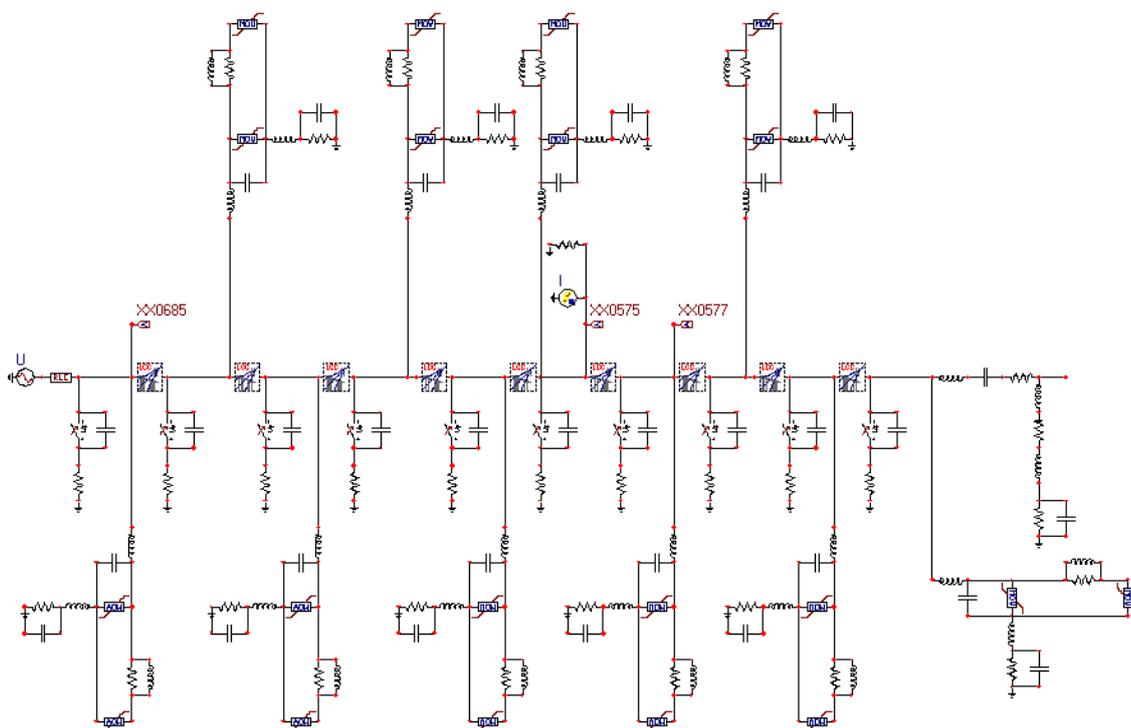


Figura 4.22 – Rede MRT em estudo modelada no ATPDraw considerando a incidência de surto atmosférico aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com Para-raios em toda a rede com resistência de aterramento 66,28 Ω .

As Figuras 4.23, 4.24 e 4.25 mostram que existe uma redução dos valores máximos de tensão, quando a resistência de aterramento tem seu valor reduzido de 119 Ω para 66,28 Ω .

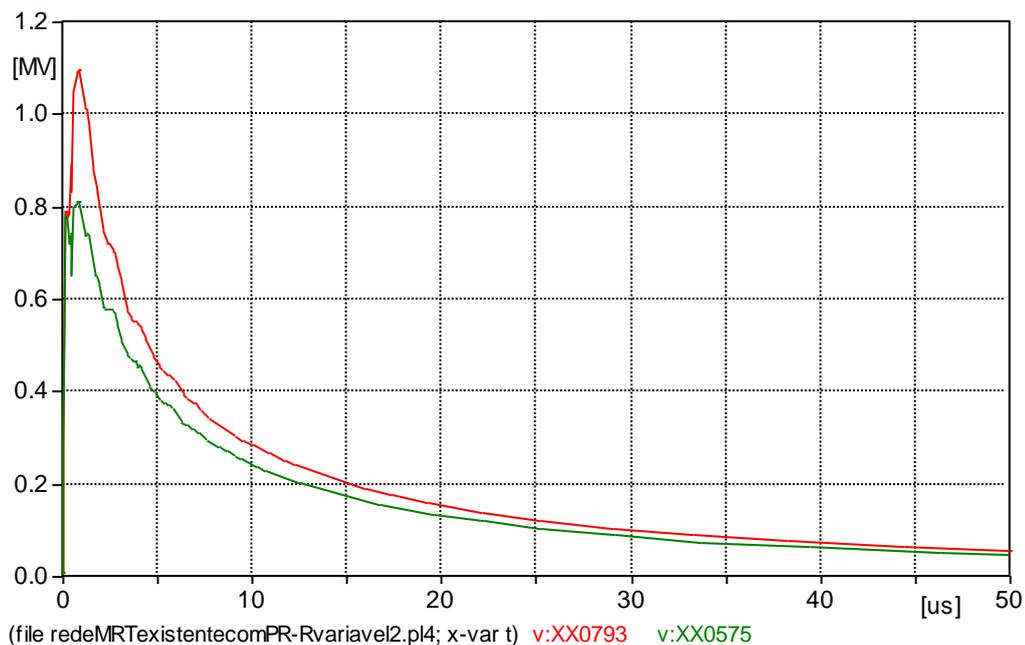


Figura 4.23 –Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com Para-raios em todos os pontos para um resistência de 119Ω (XX0793) e $66,28\Omega$ (XX0575). Tensões no ponto 6.

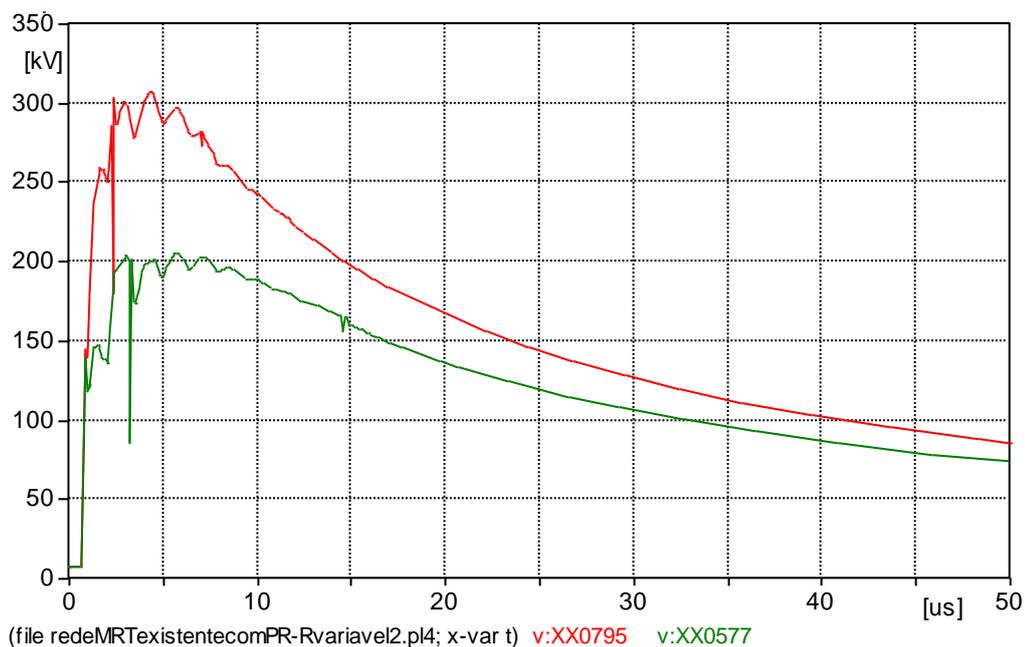


Figura 4.24 –Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com Para-raios em todos os pontos para um resistência de 119Ω (XX0795) e $66,28\Omega$ (XX0577). Tensões no ponto 7.

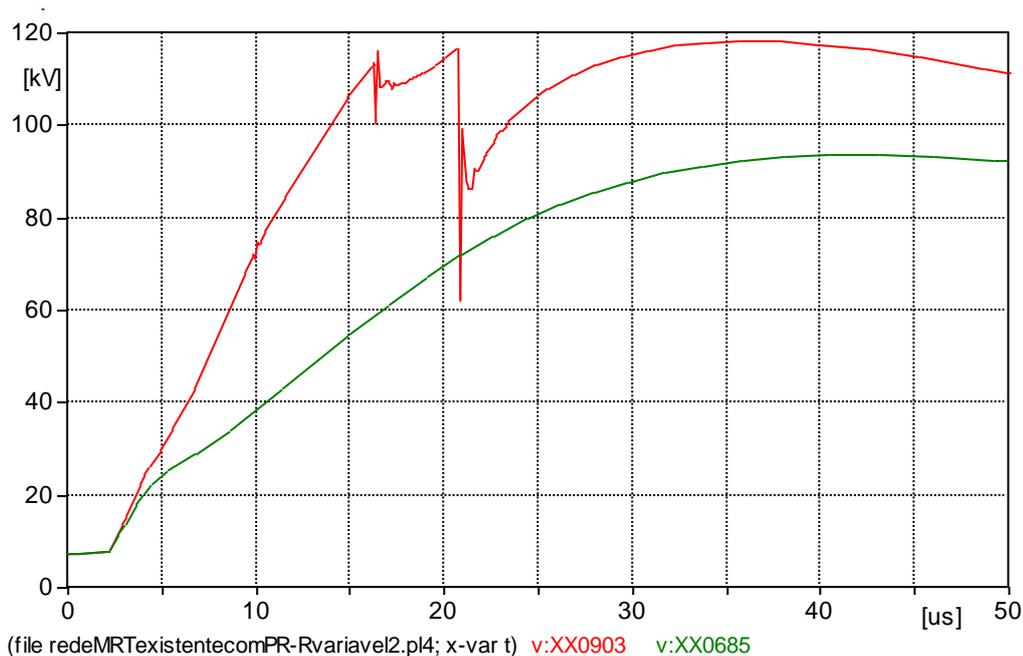


Figura 4.25 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o ponto 6 da rede MRT com Para-raios em todos os pontos para um resistência de 119 Ω (XX0903) e 66,28 Ω (XX0685). Tensões no ponto 1.

A Tabela 4.3 apresenta uma comparação entre o valor máximo de tensão em cada um desses pontos com a instalação de para-raios em todos os pontos e resistências de aterramento de 119 Ω e de 66,28 Ω

Tabela 4.4 – Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA no ponto 6 com com para-raios ao longo de toda a rede.

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|--|--|
| Ponto de | Valor de pico da tensão com Para-raios em todos os pontos e resistência de aterramento 119 Ω (kV) | Valor de pico da tensão com Para-raios em todos os pontos e resistência de aterramento 66,28 Ω (kV) |
| Ponto 1 | 118 | 92 |
| Ponto 6 | 1097 | 813 |
| Ponto 7 | 307 | 205 |

A redução do valor da resistência de aterramento conseguiu atenuar os valores das sobretensões que surgiram na rede MRT, mas o ponto 6 ainda apresenta um valor que levará à falha da rede.

4.5 INCIDÊNCIA DIRETA DA DESCARGA NO SISTEMA COM COLOCAÇÃO DE CABO GUARDA

A fim de se verificar um melhor desempenho da rede MRT frente a descargas atmosféricas, foi proposta uma configuração que não é encontrada nos padrões convencionais de rede das concessionárias de energia. A colocação de cabo guarda ou cabo para-raios. Nessa proposta o condutor fase é sempre ancorado no poste através de isoladores de suspensão e fixado através do isolador de pino polimérico. Um cabo guarda é lançado por cima do condutor fase com a finalidade de blindar a rede MRT. Esse cabo é fixado no topo da estrutura através de parafuso olhal e aterrado próximo a base do poste. A Figura 4.26 apresenta essa configuração:

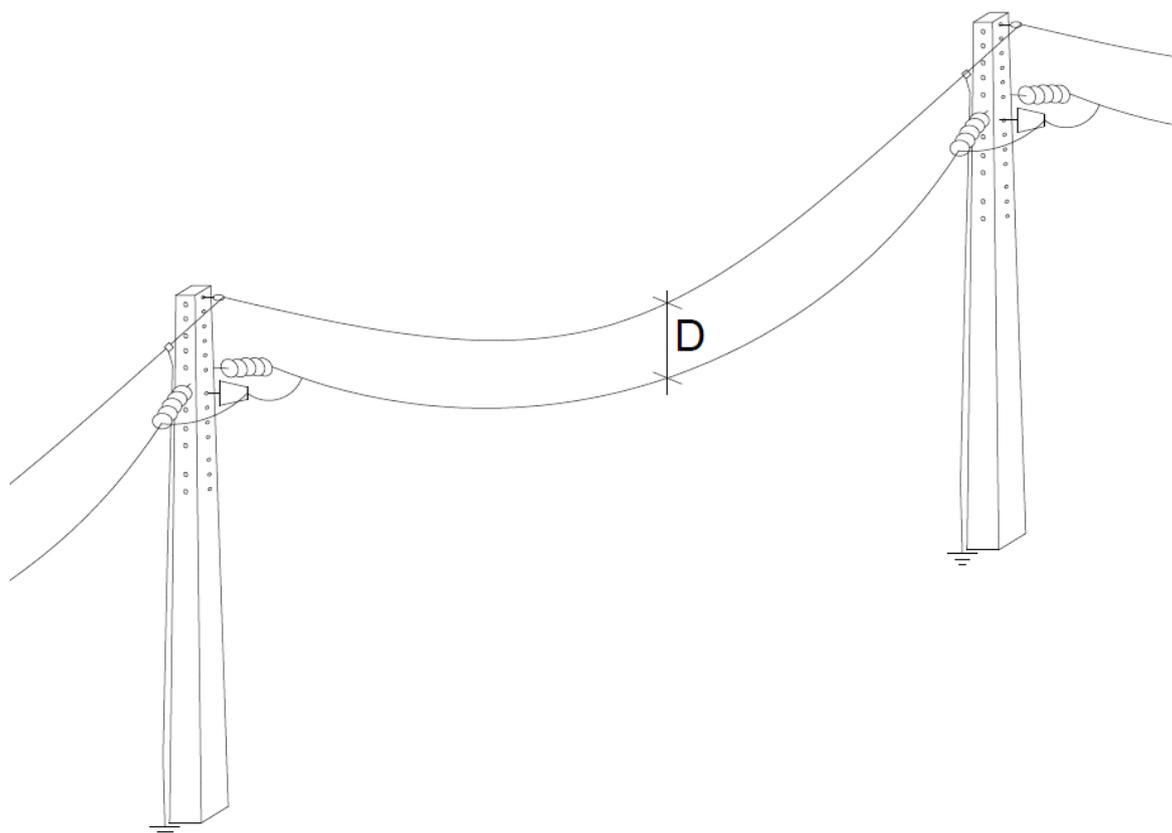


Figura 4.26 – Rede MRT com instalação de cabo guarda.

O cabo escolhido para ser o cabo guarda foi o de aço 9,52 mm de alta resistência (HS) e zincagem dupla (classe A), utilizado também em muitos casos como cabo mensageiro em redes de distribuição compactas.

Esses cabos apresentam as seguintes características, conforme Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Características elétricas (20° C) dos cabos de aço zincado [28]

| | Diâmetro nominal da cordoalha mm (pol) | Resistência elétrica aprox. CC Ohm/km | Resistência elétrica aproximada CA Ohm/km | | | Reatância indutiva a um espaçamento de 30,48 cm Ohm/km | | | Reatância capacitiva própria a 30,48 cm, Xa Mohm x km |
|-----------------|--|---------------------------------------|---|------|------|--|-------|-------|---|
| | | | 5A | 10A | 20A | 5A | 10A | 20A | |
| HS classe A | 7,94 (5/16) | 4,76 | 4,79 | 4,79 | 4,86 | 0,636 | 0,650 | 0,673 | 0,2069 |
| | 9,52 (3/8) | 3,44 | 3,44 | 3,44 | 3,51 | 0,653 | 0,666 | 0,689 | 0,1983 |
| | 11,11 (7/16) | 2,46 | 2,46 | 2,49 | 2,53 | 0,669 | 0,682 | 0,709 | 0,1909 |
| | 12,70 (1/2) | 1,97 | 2,03 | 2,03 | 2,10 | 0,692 | 0,722 | 0,738 | 0,1845 |
| HS classe B | 7,94 (5/16) | 4,40 | 4,40 | 4,40 | 4,46 | 0,541 | 0,561 | 0,571 | 0,2069 |
| | 9,52 (3/8) | 3,18 | 3,18 | 3,18 | 3,25 | 0,544 | 0,574 | 0,584 | 0,1983 |
| | 11,11 (7/16) | 2,26 | 2,26 | 2,30 | 2,33 | 0,571 | 0,591 | 0,604 | 0,1909 |
| | 12,70 (1/2) | 1,80 | 1,87 | 1,87 | 1,94 | 0,591 | 0,614 | 0,627 | 0,1845 |
| EHS classe A | 7,94 (5/16) | 5,25 | 5,28 | 5,28 | 5,34 | 0,574 | 0,594 | 0,607 | 0,2069 |
| | 9,52 (3/8) | 3,81 | 3,81 | 3,81 | 3,87 | 0,587 | 0,610 | 0,620 | 0,1983 |
| | 11,11 (7/16) | 2,72 | 2,72 | 2,76 | 2,79 | 0,604 | 0,627 | 0,640 | 0,1909 |
| | 12,70 (1/2) | 2,17 | 2,20 | 2,23 | 2,33 | 0,623 | 0,650 | 0,666 | 0,1845 |
| EHS classe B | 7,94 (5/16) | 4,82 | 4,86 | 4,86 | 4,92 | 0,489 | 0,505 | 0,515 | 0,2069 |
| | 9,52 (3/8) | 3,51 | 3,51 | 3,51 | 3,58 | 0,499 | 0,518 | 0,528 | 0,1983 |
| | 11,11 (7/16) | 2,53 | 2,53 | 2,56 | 2,59 | 0,512 | 0,535 | 0,545 | 0,1909 |
| | 12,70 (1/2) | 2,00 | 2,03 | 2,07 | 2,13 | 0,531 | 0,554 | 0,568 | 0,1845 |

Na Tabela 4.5 estão destacadas as características do condutor utilizado como cabo guarda.

A resistência em ohms/km em corrente contínua, presente na Tabela 4.5, é igual a 3,44 Ω /km a 20 ° C. Esse valor de resistência será corrigido para 50° C, utilizando-se a Equação 3.3. Considerando $T_2=20^\circ\text{C}$ e aplicando a expressão, teremos: 3,778 Ω /km.

A distância “D” entre o condutor fase e o cabo guarda será considerada inicialmente como 20 cm.

A Figura 4.27 apresenta a configuração da rotina LCC com a presença do cabo guarda para um determinado vão do sistema MRT.

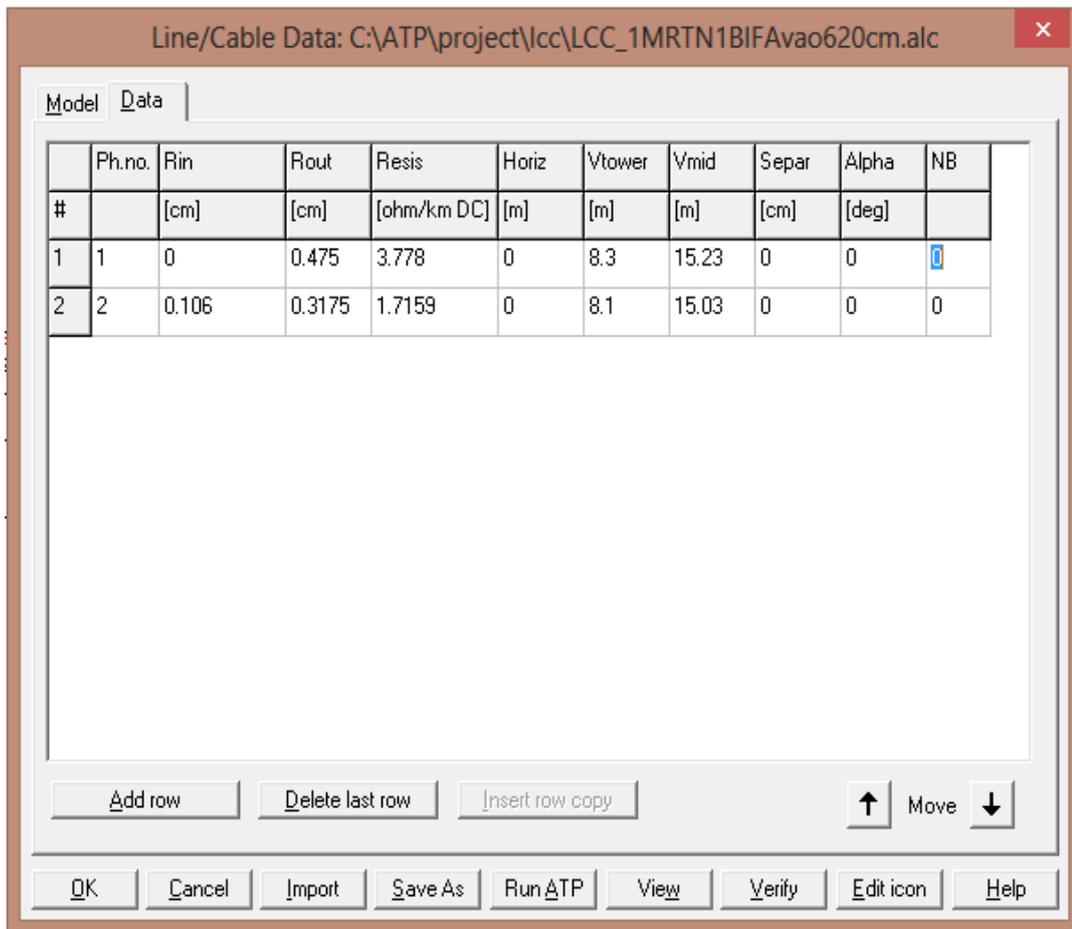


Figura 4.27 – Segunda tela da Rotina LCC com cabo guarda.

A Figura 4.28 apresenta o novo perfil da rede MRT com a instalação do cabo guarda ao longo de toda a sua extensão.

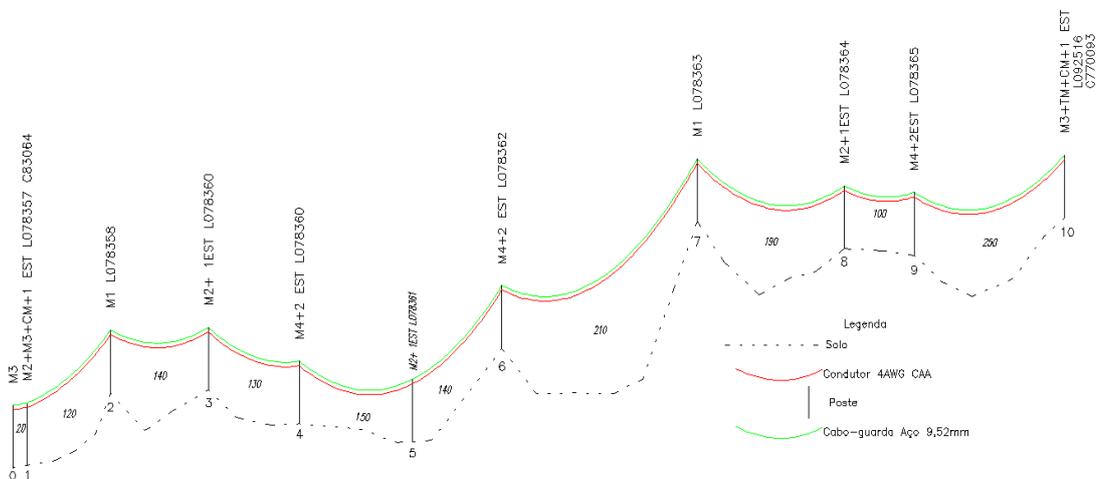


Figura 4.28 – Perfil da rede MRT com instalação de cabo guarda.

A Figura 4.29 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6) com instalação de cabo guarda ao longo de toda a sua extensão e a distância de 20 cm entre o cabo guarda e o condutor fase.

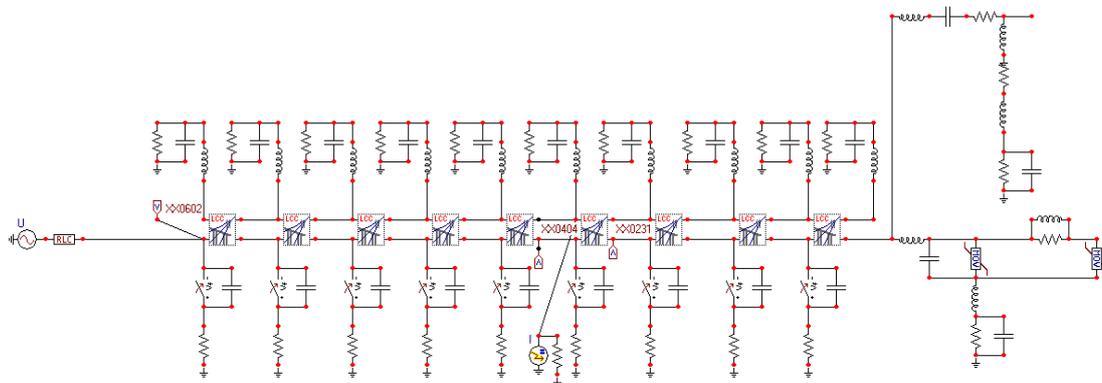


Figura 4.29 – Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com cabo guarda.

A Figura 4.30 apresenta o comportamento da tensão no ponto 6 ao ser atingido por uma descarga atmosférica de 20 kA. Mostra também a tensão no início (Ponto 1) e aproximadamente no meio ao longo de todo seu comprimento (Ponto 7).

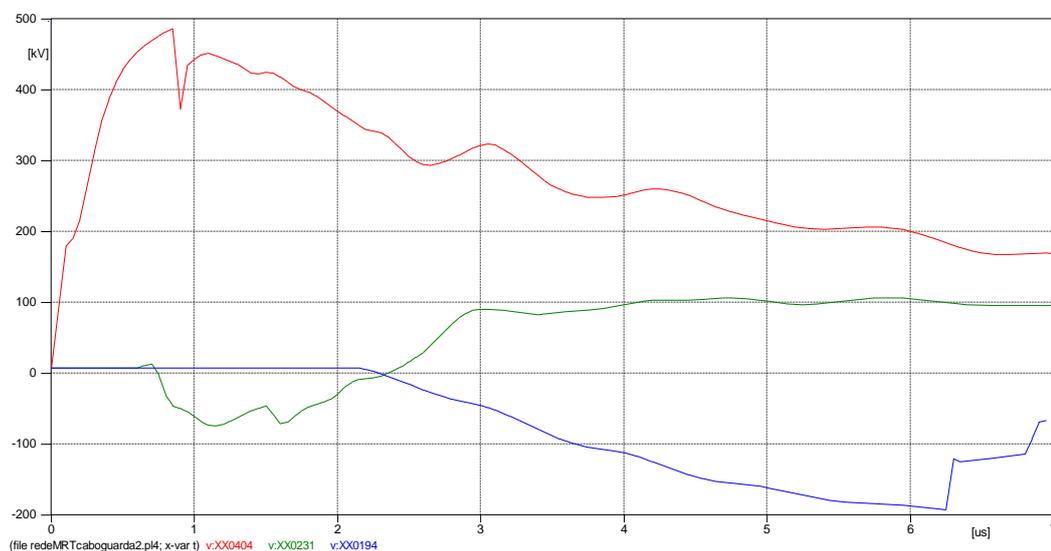


Figura 4.30 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o cabo guarda no ponto 6 da rede MRT com instalação de cabo guarda a 20 cm do condutor fase. Resistência de aterramento de 119 Ω .

A tensão observada com a presença do cabo guarda no ponto onde a descarga atinge a rede no condutor (XX0404) é 487 kV, um valor que leva a rede à falha, enquanto a tensão no ponto imediatamente após (XX0231) é 107 kV e no início da rede MRT (XX0194) é 193 kV.

A Tabela 4.6 mostra, em termos comparativos, essa configuração em relação à rede MRT com para-raios instalados ao longo de todas as estruturas. Nota-se uma elevação de tensão no início da rede, em termos absolutos, provavelmente causada pelo equivalente de Thevenin bastante indutivo do sistema ao qual a rede MRT está conectada.

Tabela 4.6 – *Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quanto atingido por uma Descarga Atmosferica de 20 kA com para-raios ao longo de toda a rede e com instalação de cabo guarda. Distância ao cabo fase de 20 cm e resistência de aterramento de 119 Ω .*

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|--|---|
| Ponto de (kV) | Valor de pico da tensão com Para-raios em todos os pontos (kV) | Valor de pico da tensão com cabo guarda ao longo da rede (kV) |
| Ponto 1 | 118 | 193 |
| Ponto 6 | 1097 | 487 |
| Ponto 7 | 307 | 107 |

Para se verificar o efeito causado pela maior ou menor proximidade do condutor fase ao cabo guarda a distância “D” foi aumentada até o limite de segurança do condutor fase ao solo. A distância verificada em que se não haveria ultrapassagem do limite de segurança da flecha apontou uma distância máxima de 60 cm entre esses dois condutores.

A Figura 4.31 apresenta o circuito no ATPDraw para uma descarga atingindo aproximadamente o meio do comprimento total da rede MRT (Ponto 6) com instalação de cabo guarda ao longo de toda a sua extensão e distância de 60 cm entre o cabo guarda e o condutor fase.

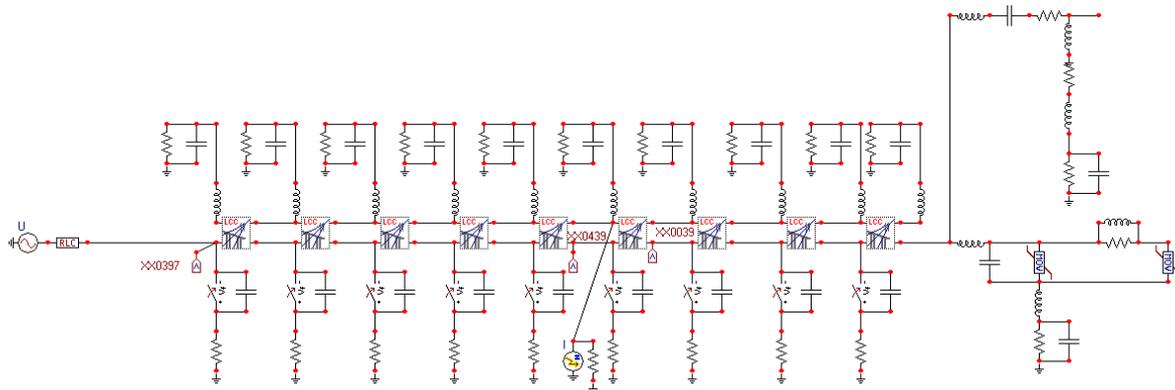


Figura 4.31 – Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com cabo guarda para um afastamento de 60 cm.

A Figura 4.32 apresenta o comportamento da tensão nesse ponto ao ser atingido por uma descarga atmosférica de 20 kA. Mostra também a tensão no início da rede (Ponto 1) e aproximadamente no meio ao longo de todo seu comprimento (Ponto 7).

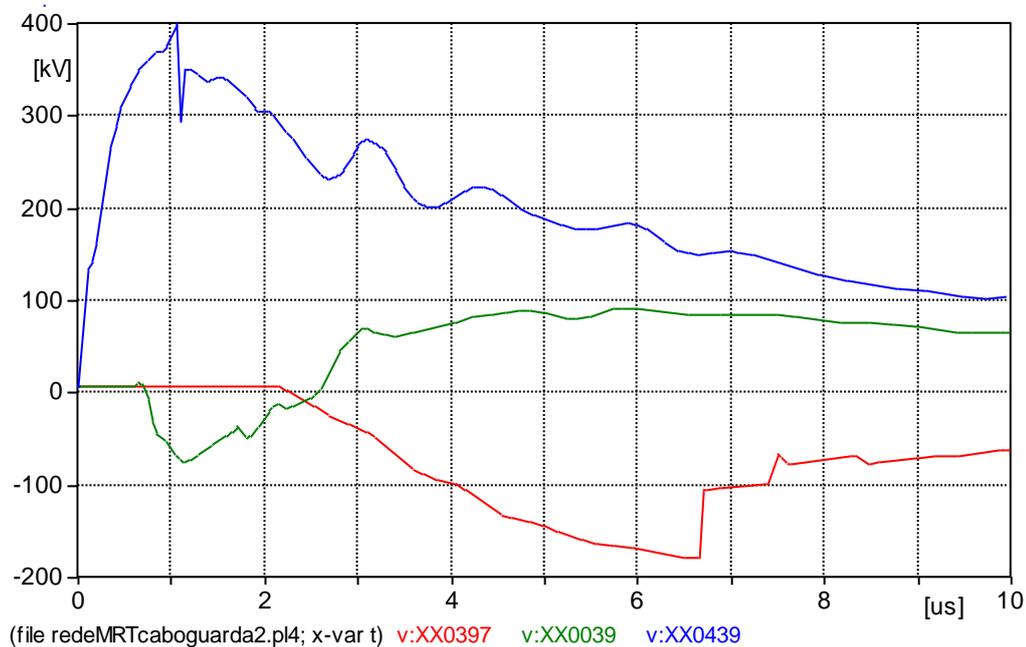


Figura 4.32 – Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o cabo guarda no ponto 6 da rede MRT com instalação de cabo guarda a 60cm do condutor fase. Resistência de aterramento de 119 Ω .

As tensões observadas com a presença do cabo guarda no ponto onde a descarga atinge a rede no condutor (XX0439) é 400 kV enquanto a tensão no ponto imediatamente após (XX0039) é 93 kV e no início da rede MRT (XX0397) é 178 kV.

A Tabela 4.7 mostra, em termos comparativos, essa configuração (D=60 cm) e a simulação inicialmente feita com a instalação do cabo guarda (D=20 cm).

Tabela 4.7 – Valores máximos de tensão em três pontos da MRT quando atingido por uma Descarga Atmosférica de 20 kA com com instalação de cabo guarda a 20 cm e 60 cm do cabo fase e resistência de aterramento de 119 Ω .

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|---|---|
| Ponto de (kV) | Valor de pico da tensão com cabo guarda ao longo da rede (D=20 cm) (kV) | Valor de pico da tensão com cabo guarda ao longo da rede (D=60 cm) (kV) |
| Ponto 1 | 193 | 178 |
| Ponto 6 | 487 | 400 |
| Ponto 7 | 107 | 93 |

Para uma redução do aterramento através da colocação de duas hastes em paralelo, haverá uma redução de 119 Ω para 66,28 Ω na resistência de aterramento. Essa redução levará as tensões aos valores mostrados na Figura 4.34, para a configuração onde o cabo guarda está afastado da fase em 60 cm. A Figura 4.33 apresenta essa implementação no ATPDraw.

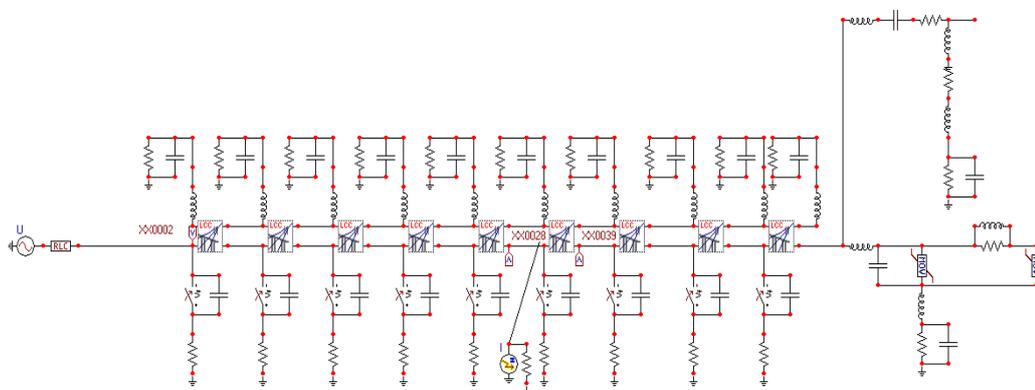


Figura 4.33 – Rede MRT em estudo no ATPDraw sob uma descarga atmosférica aproximadamente no meio da rede (ponto 6) com cabo guarda. Resistência de aterramento de 66,28 Ω .

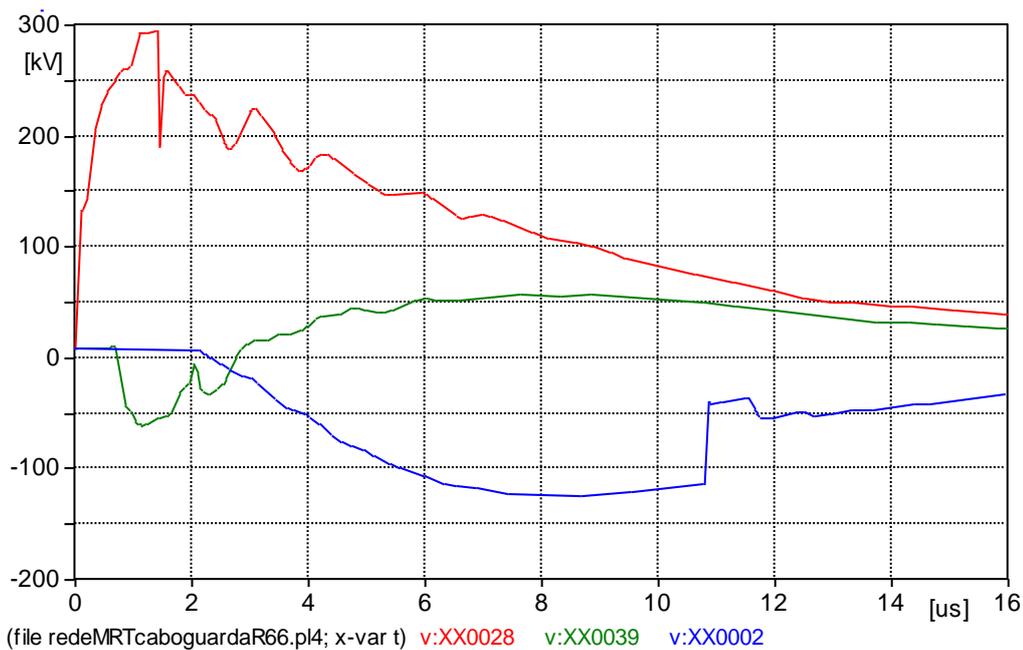


Figura 4.34 – *Curvas de tensão para descarga atmosférica de 20 kA atingindo o cabo guarda no ponto 6 da rede MRT com instalação de cabo guarda a 60 cm do condutor fase.*

Resistência de aterramento de 66,28 Ω .

As tensões observadas com a presença do cabo guarda no ponto onde a descarga atinge a rede no condutor (XX0028) é 295 kV enquanto a tensão no ponto imediatamente após (XX0039) é 60 kV e no início da rede MRT (XX0002) é 125 kV.

A Tabela 4.8 mostra, em termos comparativos, essa configuração (D=60 cm e resistência de aterramento de 66,28 Ω) e a simulação anterior feita com a instalação do cabo guarda (D=60 cm e resistência de aterramento de 119 Ω).

Tabela 4.8 – Valores máximos de tensão em três pontos da MRT em estudo (com cabo guarda com mudança do valor da resistência de aterramento). Injeção de surto atmosférico de 20 kA.

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|---|---|
| Ponto de (kV) | Valor de pico da tensão com cabo guarda ao longo da rede (119 Ω) (kV) | Valor de pico da tensão com cabo guarda ao longo da rede (66,28 Ω) (kV) |
| Ponto 1 | 178 | 125 |
| Ponto 6 | 400 | 295 |
| Ponto 7 | 93 | 60 |

Comparando-se à rede inicial, sem proteção, até a configuração com instalação de cabo guarda afastado a 60 cm da fase e com sistema de aterramento apresentando uma resistência final de 66,28 Ω os seguintes valores são observados, de acordo com a Tabela 4.9:

Tabela 4.9 – Valores máximos de tensão em três pontos da MRT em estudo (sem cabo guarda e com cabo guarda com resistência de aterramento de 66,28 Ω). Injeção de surto atmosférico de 20 kA.

| Tensões de pico na rede MRT | | |
|-----------------------------|---|---|
| Ponto de (kV) | Valor de pico da tensão sem instalação de Para-raios (kV) | Valor de pico da tensão com cabo guarda ao longo da rede (66,28 Ω) (kV) |
| Ponto 1 | 375 | 125 |
| Ponto 6 | 1993 | 295 |
| Ponto 7 | 910 | 60 |

4.6 SUPORTABILIDADE DOS ISOLADORES

Para se fazer uma análise comparativa entre a suportabilidade dos isoladores frente a uma descarga atmosférica, foram consideradas duas configurações do sistema MRT. A primeira é a rede tal qual é montada e instalada originalmente. A segunda é a opção onde é instalado o cabo guarda e o aterramento é feito de forma que se obtenha o valor de resistência de aterramento de $66,28 \Omega$, que foi a configuração apresentada aqui que obteve o melhor desempenho. Se uma descarga atingir a rede em um ponto médio ao longo do comprimento dela, Ponto 6 por exemplo, na possibilidade dessas duas configurações teremos:

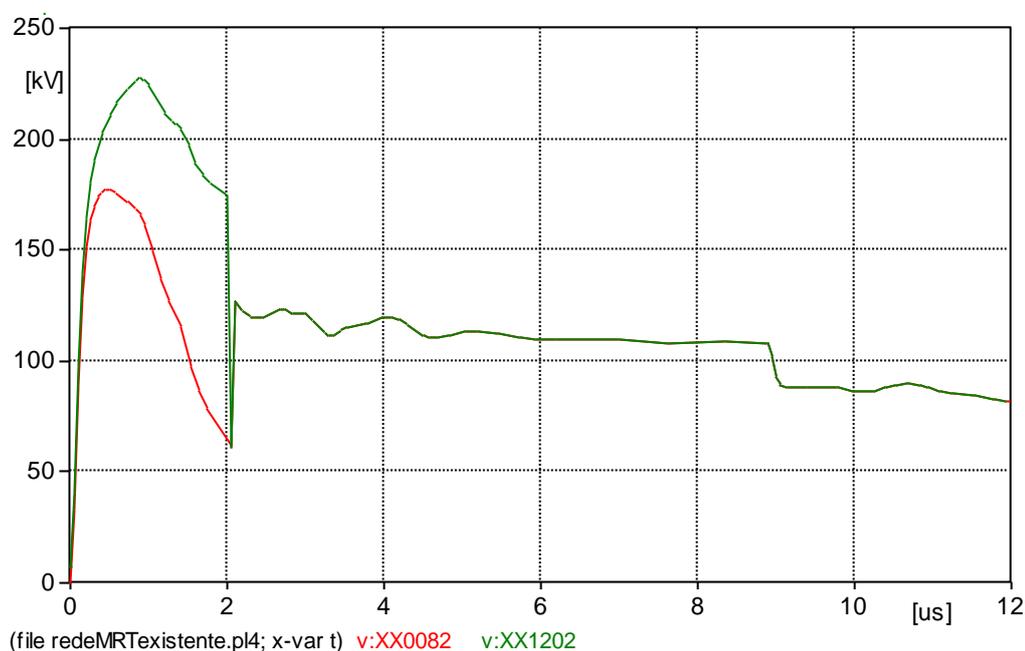


Figura 4.35 – Descarga atmosférica de 2 kA atingindo a rede MRT.

A Figura 4.35 representa a diferença de potencial a que está submetido o isolador para uma corrente de surto atmosférico de 2 kA sem instalação de cabo guarda, tal qual a rede estudada está instalada. A curva XX0082 é a tensão no topo do isolador, onde o condutor fase é fixado, e a curva XX1202 é a tensão na base do isolador, onde o pino do isolador é encaixado. Quando essa diferença de potencial supera um valor limite de suportabilidade, 110 kV, há uma falha do isolador, como pode ser visto na Figura 4.37, quando essa diferença de potencial deixa de existir.

Uma corrente de descarga de 2 kA já é suficiente para provocar uma interrupção elétrica no ponto onde a descarga atinge a rede.

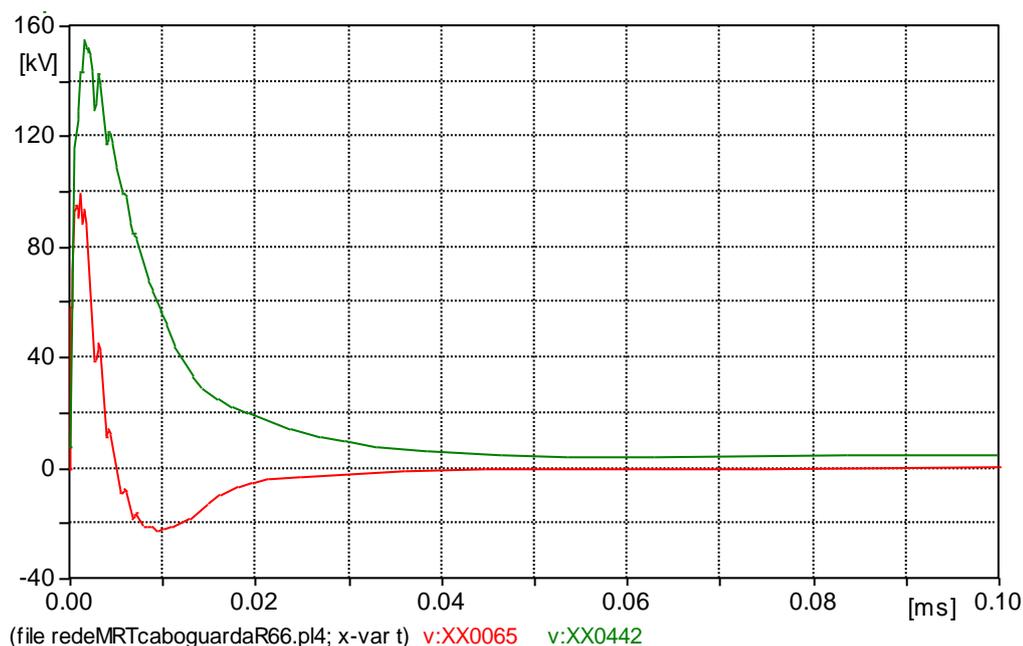


Figura 4.36 – Descarga atmosférica de 9,5 kA atingindo a rede MRT com instalação de cabo guarda e $R_{at}=66,28 \Omega$.

A Figura 4.36 representa a diferença de potencial a que está submetido o isolador para uma corrente de surto atmosférico de 9,5 kA com instalação de cabo guarda, afastamento do condutor fase de 60 cm e resistência de aterramento de 66,28 Ω . A curva XX0065 é a tensão no topo do isolador, onde o condutor fase é fixado, e a curva XX0442 é a tensão na base do isolador, onde o pino do isolador é encaixado. A diferença de potencial nesse caso não supera o valor limite de suportabilidade, 110 kV, e não há uma falha do isolador, como pode ser visto na Figura 4.36, o surto de tensão será atenuado até que a tensão na parte superior do isolador atinja a tensão fase-terra do sistema em regime permanente e a tensão do pino do isolador, o potencial zero.

Com instalação do cabo guarda e uma corrente de 9,5 kA não ocorre disrupção elétrica no ponto onde a descarga atinge a rede e o cabo guarda.

Se o valor da resistência do aterramento for diminuída ainda mais pela colocação de hastes em paralelo o valor da corrente de descarga poderá ser maior sem o rompimento da capacidade dos isoladores. Se forem colocadas cinco hastes a redução é de 26% [59]. Nessa situação a resistência de aterramento diminuiria de 119 Ω para 30,94 Ω em cada poste e em cada ponto onde a rede é aterrada.

Para uma resistência de $30,94 \Omega$ a corrente pode chegar até valores próximos de 14 kA.

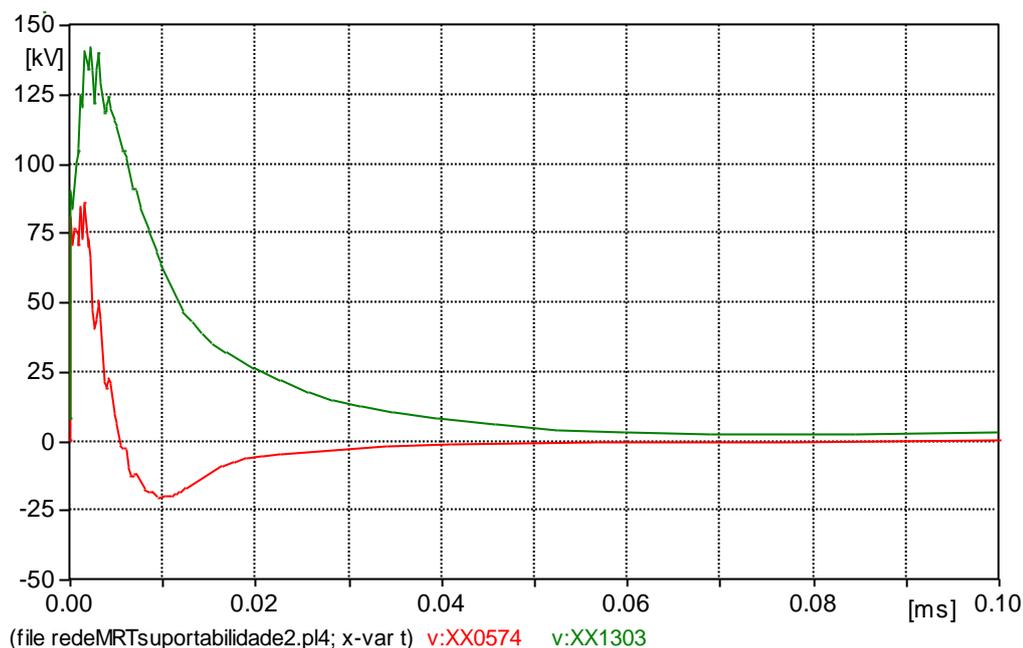


Figura 4.37 – Descarga atmosférica de 13,5 kA atingindo a rede MRT com instalação de cabo guarda e resistência de aterramento de $30,94 \Omega$.

A Figura 4.37 representa a diferença de potencial a que está submetido o isolador para uma corrente de surto atmosférico de 13,5 kA com instalação de cabo guarda, afastamento do condutor fase de 60 cm e resistência de aterramento de $30,94 \Omega$. A curva XX001303 é a tensão no topo do isolador, onde o condutor fase é fixado, e a curva XX0574 é a tensão na base do isolador, onde o pino do isolador é encaixado. A diferença de potencial nesse caso não supera o valor limite de suportabilidade, 110 kV, e não há uma falha do isolador, como pode ser visto na Figura 4.37, o surto de tensão será atenuado até que a tensão na parte superior do isolador atinja a tensão fase-terra do sistema em regime permanente e a tensão do pino do isolador, o potencial zero.

Com instalação do cabo guarda e uma corrente de 13,5 kA não ocorre interrupção elétrica no ponto onde a descarga atinge a rede e o cabo guarda.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, vimos como se comporta uma rede MRT em situações bastante variadas; 1) sem a instalação de qualquer sistema de proteção contra descargas atmosféricas ao longo de seu comprimento, 2) com a instalação para-raios em pontos críticos; 2) com a instalação para-raios em todas as estruturas de suporte e 4) com a instalação de cabo guarda ao longo de toda sua extensão. Também se verificou a relação que existe entre o valor da resistência de aterramento do sistema de proteção contra descargas atmosféricas e os valores de sobretensão que surgem ao longo do sistema; como os isoladores se comportam quando a rede MRT é atingida por uma descarga atmosférica, se são capazes de suportar ou não a tensão que surge no condutor fase e o aumento da suportabilidade do sistema a maiores correntes de surto atmosférico advindo da instalação do cabo guarda e da variação da resistência de aterramento para valores menores.

5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Altos valores de sobretensão causados por uma descarga atmosférica típica podem ocasionar a ruptura de isoladores que causam o desligamento de redes de distribuição. Apesar dos sistemas de MRT apresentarem níveis de cargas reduzidos, os transtornos ao cliente da concessionária de distribuição pela interrupção e o custo de reparação da linha MRT pela concessionária exigem que melhorias no projeto de redes de distribuição em MRT sejam buscadas pelas concessionárias.

Este trabalho procurou analisar uma rede de distribuição típica MRT sob efeito de incidência de uma descarga atmosférica típica e buscou apresentar alternativas ao projeto de uma rede de distribuição MRT visando obter melhorias ao desempenho frente a descargas atmosféricas.

Pode-se constatar nas análises realizadas a importância da utilização dos para-raios ou supressores de surto de linha na proteção de redes de distribuição MRT que não possuem o cabo guarda, de forma que a sua presença no local ou próximo do local a ser atingido por uma descarga diminui os níveis de sobretensão e podem evitar desligamentos nas linhas e interrupção do fluxo de potência.

Pode-se também constatar, após análise dos resultados de simulação obtidos, a grande importância do cabo guarda na atenuação dos surtos de tensão, quando da ocorrência de uma descarga atmosférica típica incidente em um cabo guarda. Além disso, pode-se observar a importância de se procurar reduzir o valor no nível da impedância de aterramento de cada estrutura. Este aterramento tem a função de reduzir a propagação do surto atmosférico que surge ao longo da linha, e isto é de fundamental relevância na

redução dos níveis de sobretensão sobre os isoladores. Quanto menor a resistência de aterramento, menores serão as tensões impostas aos isoladores e, por conseguinte, menor o risco de ocorrer um backflashover nos isoladores, considerando um surto atmosférico atingindo o cabo guarda.

Os supressores de surto ou para-raios incluídos na rede possibilitaram uma maior proteção, mostrando assim, a importância destes equipamentos na drenagem do surto atmosférico para o sistema de aterramento, minimizando os níveis de tensão vistos pelos equipamentos instalados.

Das soluções possíveis para uma melhoria do desempenho de uma rede MRT sob efeito de uma descarga atmosférica, o sistema de proteção que utiliza o cabo guarda apresentou o melhor resultado, desde que não haja falha na blindagem.

Torna-se, assim, perceptível a necessidade de uma metodologia de simulação específica para cada um dos sistemas de proteção adotados contra descargas atmosféricas, levando em conta que cada sistema pode ter uma solução única. Por exemplo, em determinadas redes MRT pode-se utilizar o cabo guarda como melhoria do sistema de proteção contra descargas atmosféricas; em outros sistemas MRT, torna-se necessária uma solução híbrida com a utilização em conjunto de supressores de surto. Assim, é recomendável a modelagem e simulação de cada sistema MRT, a fim de obter uma proteção mais adequada da linha em questão.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com o intuito de aperfeiçoar o trabalho desenvolvido, são propostos alguns temas para trabalhos futuros:

- Verificação do surto transferido para o consumidor;
- Comparação de resultados, levando em consideração as várias possibilidades de modelagens de um mesmo equipamento apresentado na literatura;
- Fazer a aferição no local onde será implantada a rede MRT para verificação da resistividade do solo e assim ter melhores subsídios para a escolha da resistividade do solo para uma modelagem;
- Fazer uma análise econômica, comparando as diversas soluções e incluindo o critério econômico entre deixar a linha desprotegida ou proteger de acordo com as possíveis soluções técnicas.

- Simulações estatísticas que indiquem a taxa de falha para cada solução adotada e que permitam embasar a decisão quanto ao projeto técnico-econômico mais viável.

6 APÊNDICE

6.1 INTRODUÇÃO

Existe uma crescente preocupação das empresas de distribuição de energia com a constante melhoria da qualidade no fornecimento de energia aos seus clientes. Torna-se cada vez mais importante a preocupação de se encontrar as principais causas das perturbações nos sistemas elétricos em geral e de se verificar o grau de eficiência das técnicas mais comumente adotadas para minimizar os problemas mais recorrentes. Colabora para essa preocupação o uso cada vez mais comum de equipamentos mais sensíveis às interferências e interrupções de curta duração. Além disso, se soma a nova postura dos consumidores, que hoje estão muito mais exigentes.

Como consequência dessas situações, tem-se visto nos anos mais recentes um crescimento bastante acelerado no número de estudos e pesquisas realizados nesse setor, tendo como objetivo um melhor entendimento dos fenômenos relacionados e a busca por soluções. Avaliação de técnicas economicamente viáveis, que proporcionem uma melhoria real na qualidade da energia fornecida aos consumidores tem-se tornado cada vez mais comum nas empresas distribuidoras de energia, e em um contexto como esse surge com uma grande relevância às descargas atmosféricas, as quais são na grande maioria das vezes apontadas como responsáveis pelo número de desligamentos não programados das linhas de transmissão e de distribuição, mesmo em regiões onde a densidade de descargas para terra é relativamente baixa. De uma forma geral, podemos dizer que as descargas atmosféricas são consideradas responsáveis por algo em torno de 70% dos desligamentos não programados em sistemas de transmissão e por aproximadamente 30% dos desligamentos em redes de distribuição de energia [13].

Então, estudar e entender como funcionam os mecanismos que fazem surgir uma descarga atmosférica, o meio pelo qual ela inicia e termina e a medida de ordem de

grandeza do valor da descarga atmosférica, bem como a duração do fenômeno, fazem parte de um escopo que deve estar presente no projeto e na operação de uma linha de transmissão ou rede de distribuição.

6.2 A DESCARGA ATMOSFÉRICA

O fenômeno da descarga atmosférica ocorre quando há um rompimento da capacidade de isolamento do ar onde existem duas superfícies com carga elétrica de polos opostos. Apesar de não se ter o conhecimento exato de como ocorre a separação entre as cargas na nuvem, todas as suposições apresentam a ação do vento como sendo um item responsável pela separação das partículas de polaridades diferentes. Podemos de forma geral dizer que as correntes ascendentes de ar tendem a transportar as partículas de valores positivos enquanto as partículas de valores negativos são levadas para a base da nuvem pelas grandes gotas d'água presentes na mesma [14].

Existe um grande acúmulo de cargas negativas que surgem na base da nuvem, enquanto isso é induzido um grande acúmulo de cargas positivas na terra, desta forma surge então uma diferença de potencial entre a nuvem e o solo. Então esse acúmulo de cargas permanece crescendo até o momento em que o gradiente elétrico em uma das concentrações de cargas, na nuvem ou no solo, ultrapasse a suportabilidade dielétrica do ar, surgindo daí um deslocamento de cargas da nuvem para a terra ou da terra para a nuvem [11].

O que acontece normalmente é que o surgimento de uma descarga típica da nuvem para a terra inicia na nuvem e acaba por neutralizar cargas de valores de dezenas de coulombs. Através de medições que foram realizadas no interior das nuvens por intermédio de aparelhos, possibilitaram criar a representação da nuvem carregada como sendo uma estrutura semelhante a um dipolo. Através dessas medições, foi possível concluir que na maioria das vezes as cargas negativas ficam localizadas na parte inferior da nuvem, em conjunto com uma porção bem pequena de cargas positivas e essa distribuição faz com que apareçam através do fenômeno da indução, cargas no solo [13]. A Figura 6.1 ilustra esse fenômeno.

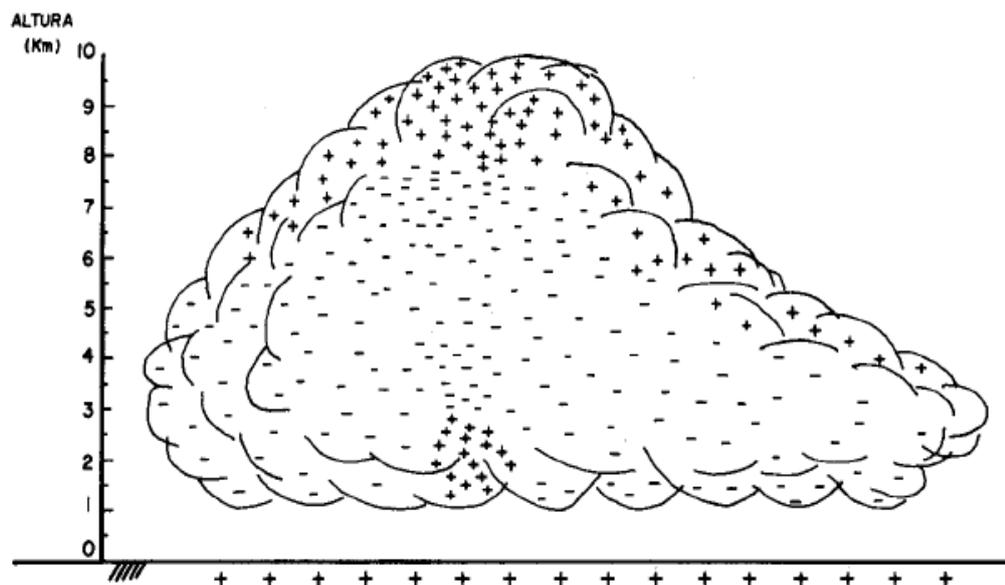


Figura 6.1 – Distribuição típica das cargas elétricas no interior de uma nuvem tempestuosa [13].

A suportabilidade do ar seco é, em condições atmosféricas padronizadas, da ordem de 30 kV/cm em corrente contínua, porém esse valor pode ser mais baixo a depender da pressão atmosférica, a altura da nuvem em relação ao solo, assim como a presença ou não de gotículas d'água na nuvem em questão. Existe também o fenômeno da descarga piloto que se dá através de um conjunto de degraus, onde cada um desses degraus tem algo em torno de 15 a 20 metros de comprimento. Esses degraus são retos, mas, para cada novo avanço da descarga, acaba surgindo uma nova direção com o aparecimento de ramos, que se terminarem no ar, dão o aspecto tortuoso à descarga, bem característico. Através da Figura 6.2 podemos ver o processo de uma descarga atmosférica, que se inicia com uma descarga piloto, que nasce em um ponto de centro de carga negativa da nuvem [14].

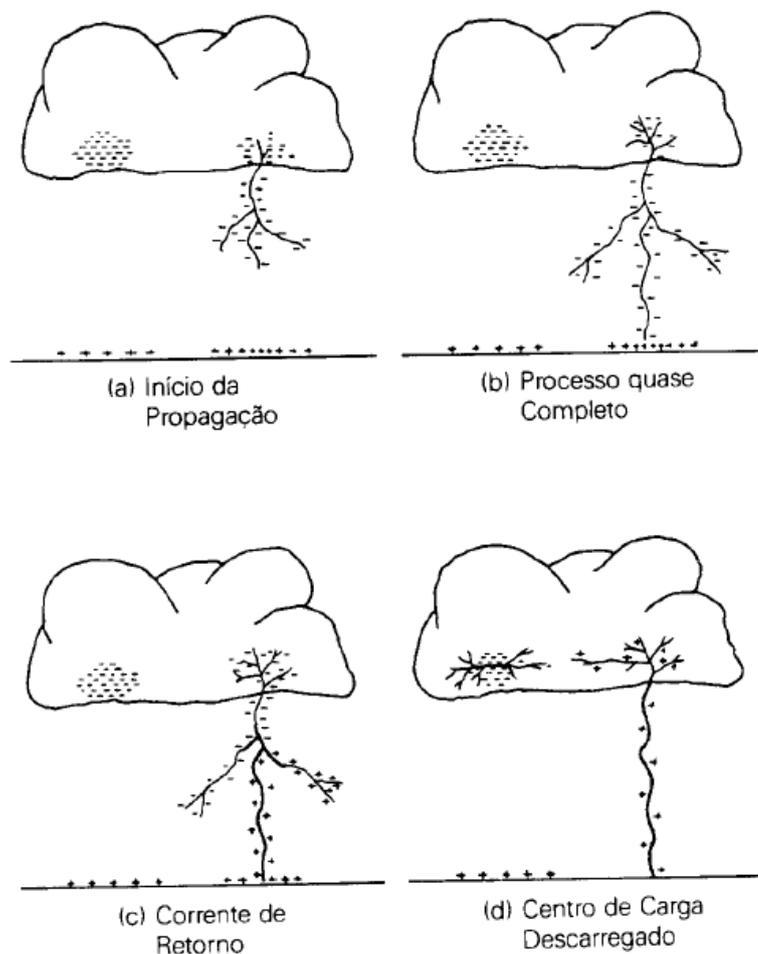


Figura 6.2 – Aspecto de uma descarga atmosférica [14].

Quando a descarga piloto atinge o solo, surge então uma corrente chamada de “corrente de retorno” que tem como característica ser muito brilhante e que segue caminho agora inverso, ou seja, do solo para a nuvem, usando como trilha o canal ionizado de ar produzido pela descarga piloto, descarregando para a terra a carga elétrica, quer seja uma grande parcela da que está na nuvem, como também as cargas que estão no canal ionizado. Essa corrente representa o ápice do fenômeno, pois é nela que vai haver o movimento da grande parcela de cargas elétricas envolvidas no processo. Também é possível que antes que a descarga piloto atinja o solo, possa surgir um deslocamento de cargas elétricas do solo em direção à nuvem e que vai de encontro à descarga piloto. Essas cargas ditas ascendentes ao se encontrarem com a descarga piloto também darão origem a corrente de retorno [14].

6.3 Principais parâmetros relacionados à Descarga Atmosférica

6.3.1 Índice ceráunico

O índice ceráunico (IC) é um parâmetro muito importante no que diz respeito ao fenômeno das descargas atmosféricas. Esse parâmetro indica qual o número de dias com trovoadas por ano em uma determinada região ou localidade. Quanto mais antigos forem os registros, mais confiável será essa informação [15].

Ainda que o nível ceráunico não seja o melhor parâmetro para se fazer a quantificação do valor da densidade de descargas à terra, é um indicador do nível de atividade atmosférica, com uma grande vantagem de ser determinado com facilidade. É necessário dizer que para certo valor de nível ceráunico, a densidade de descargas atmosféricas à terra correspondente pode ser bastante afetada pela topografia do terreno em questão e que também se deve considerar o fato de que, em uma grande quantidade de casos, a determinação do valor do nível ceráunico pode conter erros provocados, referentes a descargas atmosféricas entre nuvens, que do ponto de vista de aplicabilidade para a proteção dos sistemas elétricos não são relevantes [16]-[17]-[18].

Se os índices ceráunicos forem registrados em um mapa de forma que os pontos de igual índice sejam interligados, obteremos então as linhas de índice igual, isto é, índices isoceraunicos [15]. Esse mapa pode ser utilizado para fazer a verificação em que regiões há maior quantidade de dias de trovoadas por ano, por exemplo.

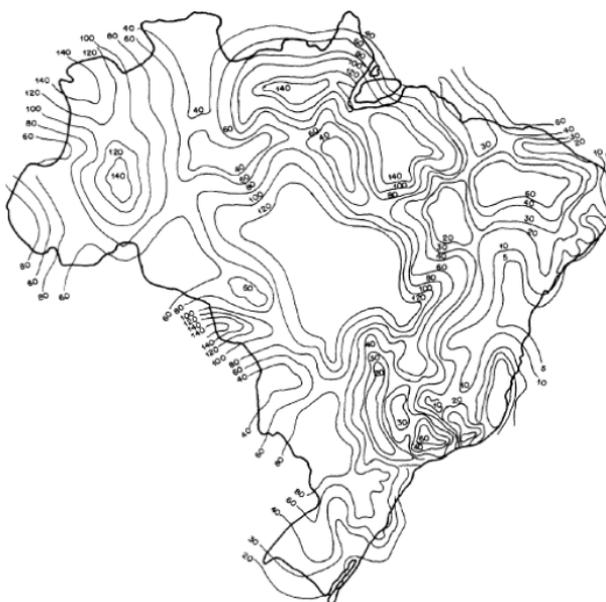


Figura 6.3 – Mapa Isoceraunico do Brasil [15].

Na Tabela 6.1, são apresentados alguns índices cerâmicos de algumas cidades no Brasil:

Tabela 6.1 – *Índice cerâmico de algumas cidades do Brasil [15].*

| ÍNDICES CERÁMICOS DE ALGUMAS CIDADES DO BRASIL | | | | | |
|--|--------|--------|---------------------|--------|--------|
| Localidade | Estado | Médias | Localidade | Estado | Médias |
| Araranguá | SC | 41 | Pindamonhangaba | SP | 58 |
| Bauru | SP | 20 | Criciúma | SC | 71 |
| Florianópolis | SC | 54 | Presidente Prudente | SP | 48 |
| Campinas | SP | 51 | Ribeirão Preto | SP | 38 |
| Campos do Jordão | SP | 58 | Santa Rita | SP | 107 |
| Franca | SP | 76 | Belo Horizonte | MG | 38 |
| Iguape | SP | 59 | São Carlos | SP | 54 |
| Blumenau | SC | 70 | São José dos Campos | SP | 24 |
| Jaú | SP | 106 | São Paulo | SP | 38 |
| Limeira | SP | 24 | Manaus | AM | 98 |
| Joinville | SC | 76 | Sorocaba | SP | 79 |
| Xanxeré | SC | 88 | Belém | PA | 110 |
| Mogi das Cruzes | SP | 38 | Curitiba | PR | 53 |
| Tubarão | SC | 68 | Campo Grande | MS | 89 |
| Porto Alegre | RS | 20 | Londrina | PR | 89 |
| Passo Fundo | RS | 74 | Dourados | MS | 67 |
| Rio de Janeiro | RJ | 24 | Cuiabá | MT | 90 |

6.3.2 Densidade de raios

Pode se entender a densidade de raios como sendo a quantidade de descargas atmosféricas que atingem o solo em uma área de um quilômetro quadrado em um intervalo de observação de um ano. O valor da densidade de raios é afetado pela intensidade das chuvas, a latitude do local, o relevo etc. Regiões que apresentam um alto relevo tendem a ter uma densidade de raios bem maior do que outras regiões [20].

O valor da densidade de raios (DR) pode ser obtido de várias maneiras, tais como por observação ou medição com utilização de contadores de descarga atmosférica. Para se obter esse valor por medição, são instalados contadores em uma determinada região de interesse, por um período de tempo determinado e também são medidas as intensidades deles. Estudos desenvolvidos por técnicos ingleses, baseados em dados estatísticos realizados nas Ilhas Britânicas, Europa e Austrália permitiram fazer uma relação entre o

índice cerâmico e a densidade de raios por quilômetro quadrado por ano. Essa relação foi estabelecida de acordo com a Equação 6.1 [15]:

$$DR = 0,0024 \cdot IC^{1,63} \quad (6.1)$$

Onde :

DR é a densidade de raios em raios/km².ano;

IC= Índice cerâmico do local considerado

A Norma Brasileira ABNT NBR 5419-2005 estabeleceu a relação entre a densidade de descargas atmosféricas para a terra, chamada de Ng, como sendo o número de raios para a terra por quilômetro quadrado por ano para uma determinada região estabelecido em conformidade com a Equação 6.2 [21]

$$DR = Ng = 0,04 \cdot Td^{1,25} \text{ [por km}^2 \text{ /ano]} \quad (6.2)$$

Onde:

Td é o número de dias de trovoadas por ano, obtido a partir de mapas isocerâmicos.

Há de se observar que em se tratando da NBR-5419, a determinação da densidade de descargas atmosféricas é bem mais conservadora que a Equação 6.1.

6.3.3 Amplitude de corrente

O valor da amplitude da corrente é determinante no que diz respeito ao valor da amplitude das sobretensões que surgem em um sistema elétrico, bem como nos níveis máximos de solicitação que a descarga atmosférica vai causar nos diversos componentes elétricos presentes no sistema. Isso faz com que a amplitude de corrente seja o parâmetro de maior criticidade quando tratamos dos efeitos de descargas atmosféricas em redes de distribuição. O valor da amplitude dessa corrente não depende do valor da impedância existente no fim do raio, pois comparativamente, a impedância do canal é bem maior e da ordem de milhares de Ohms. Desta forma o valor da corrente não depende da impedância do objeto atingido pelo raio [14].

Segundo uma análise estatística realizada baseada nos dados de descargas atmosféricas levantadas em todo o mundo se demonstrou que as variações da corrente de pico (I_p) apresentam uma distribuição log-normal, conforme a Equação 6.3 [22]:

$$P(I) = \frac{I}{\sigma_{inI} I \sqrt{2\pi}} \cdot \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left(\frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma_{inI}} \right)^2 \right\} \quad (6.3)$$

Onde :

$P(I)$ é a função densidade de probabilidade da corrente de pico;

\bar{I} , σ_{inI} são valores médio e o desvio padrão do logaritmo da corrente de retorno.

A função de distribuição acumulada permite calcular a probabilidade da corrente de pico de uma descarga (I) ser igual ou maior que um determinado valor i_0 . Essa função pode ser calculada a partir da Equação simplificada 2.4 [22] :

$$P(I \geq i_0) = \frac{I}{I + \left(\frac{i_0}{31}\right)^{2,6}} \quad (6.4)$$

Graficamente ela é representada conforme a Figura 6.4:

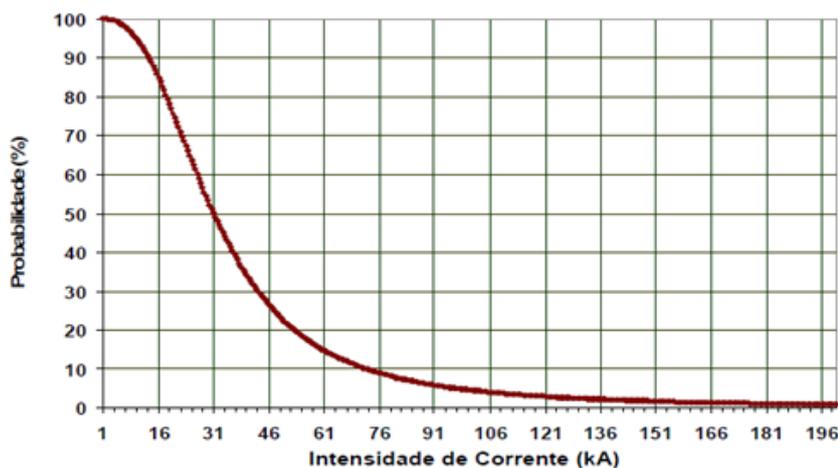


Figura 6.4 – Curva de Distribuição Acumulada [22].

Essa aplicação é possível de ser feita desde que o valor de i_0 seja inferior a 200 kA [22].

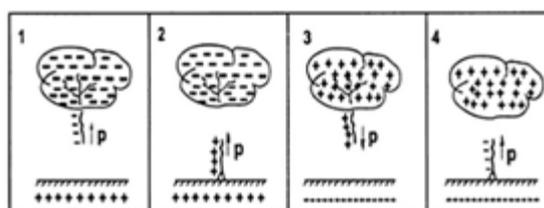
O valor médio estabelecido para as primeiras descargas atmosféricas negativas é de 30 kA aproximadamente, ao passo que as descargas negativas é de 35 kA [14].

6.3.4 Forma de onda

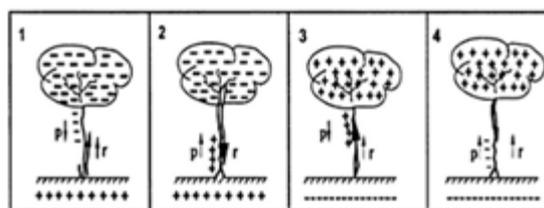
A forma de onda como uma descarga elétrica se comporta é a típica como a corrente se comporta ao longo do fenômeno em questão, sua duração e os valores correspondentes. Os dois principais parâmetros que são identificados para caracterização da forma de onda são a frente de onda e sua cauda. No primeiro caso, a frente de onda tem relação com o tempo que é necessário para o valor da corrente da descarga atingir seu máximo, ou valor de pico, enquanto que a cauda tem a ver com o tempo necessário para que a corrente decaia até a metade do valor máximo atingido. Se por exemplo tivermos uma onda de $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ significa que o valor máximo de corrente é atingido em um tempo de $1,2 \mu\text{s}$ e que o valor da corrente decai a 50% do valor máximo em $50 \mu\text{s}$ [14].

A partir de dados levantados na estação de medição de Monte San Salvatore na Itália durante 11 anos de coletas de dados e de observação, de 1963 a 1973, claramente foram constatados que 77% das descargas atmosféricas eram descargas que piloto positivas e ascendentes e conseqüentemente uma descarga de retorno descendente e negativa

A Figura 6.5 representa esse fenômeno mais frequente e, portanto o que mais causa transtorno nos sistemas elétricos [23]:



(a) Descargas piloto se as de retorno



(b) Descargas piloto com as de retorno

Figura 6.5 – Formação das descargas atmosféricas [23].

As descargas que ocorrem entre a nuvem e o solo são as grandes responsáveis pelas interrupções ocorridas nos sistemas de transmissão, e principalmente aquelas de polaridade negativa que são de maior ocorrência. Mundialmente, aproximadamente 90% das descargas nuvem-solo são de polaridade negativa [24]-[25].

As descargas positivas têm como característica possuírem grandes quantidades de cargas e uma frente de onda mais lenta que as descargas negativas. As descargas positivas apresentam normalmente uma única forma de componente ao passo que as descargas negativas apresentam uma série de descargas subsequentes. As formas de ondas típicas levantadas na estação de Monte Salvatore estão representadas na Figura 6.6 e 6.7 [14]:

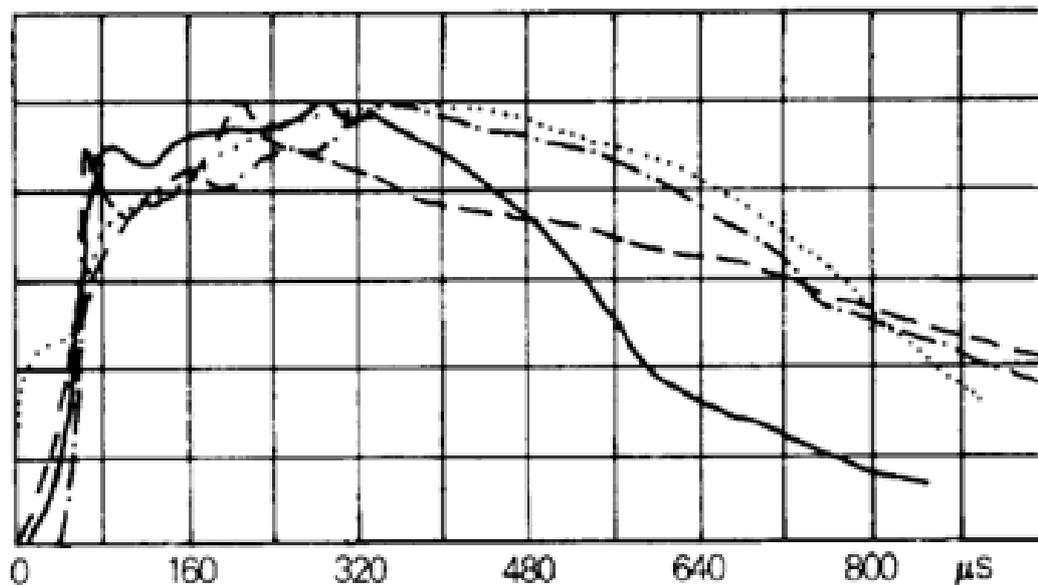


Figura 6.6 – Forma de onda típica de descargas atmosféricas com polaridade positiva [14].

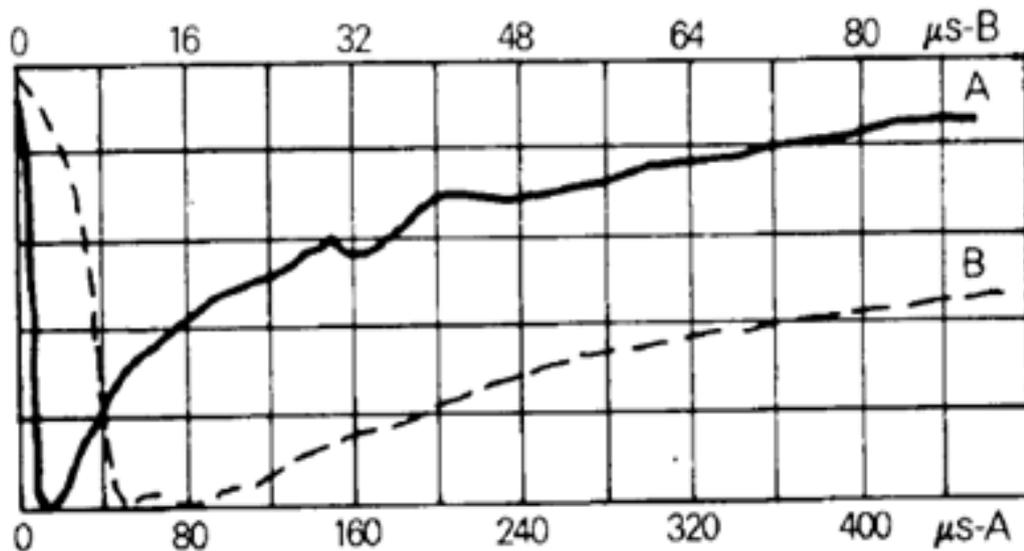


Figura 6.7 – Forma de onda típica de descargas atmosféricas com polaridade negativa [14].

No que diz respeito à forma como a onda da corrente da descarga atmosférica é comumente representada, é muito comum se utilizar as expressões já previstas em normas, especialmente a “IEC 71-2, "Insulation Coordination – Application Guide", IEC – International Electrotechnical Commission, International Standard, 3º ed., 1996 “ onde a modelagem matemática é feita através da dupla exponencial. Isto é feito devido à forma fácil com que se pode analisar analiticamente a fórmula matemática e também por que possui as características principais das formas de onda obtidas nos geradores de impulso utilizados em diversos ensaios, que se baseiam na descarga de circuitos capacitivos [25]:

A Equação 6.5 representa essa forma de onda:

$$I(t) = I_0(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) \quad (6.5)$$

Onde:

I_0 é a amplitude máxima (I_{max}) . Valor de pico da corrente da descarga atmosférica;
 α e β são determinados através de métodos a partir dos tempos de frente de onda (t_f) e de meia onda (t_m).

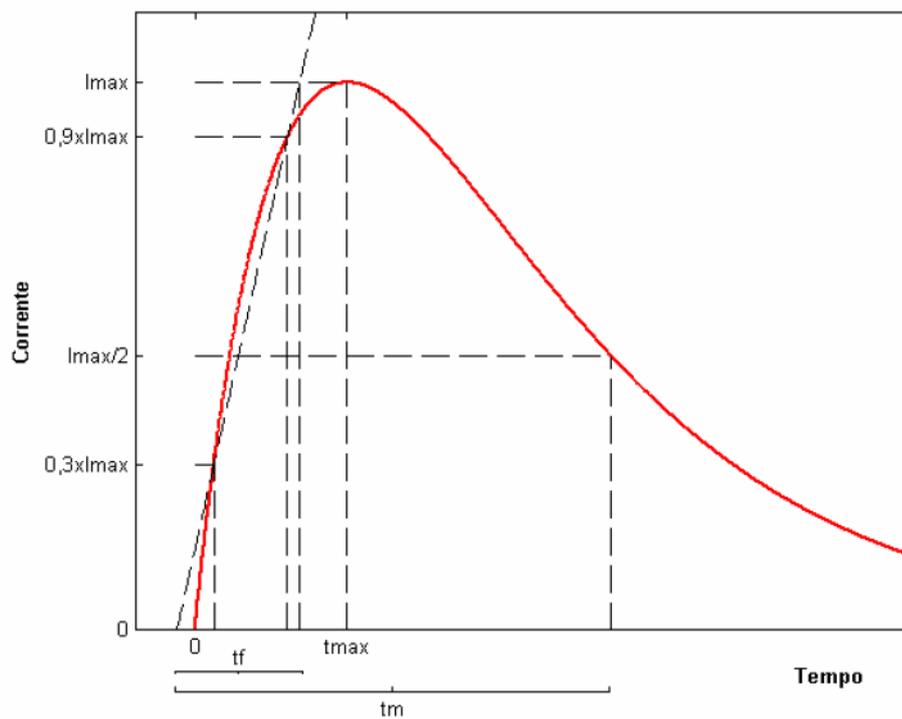


Figura 6.8 – Representação da onda do tipo dupla exponencial [25].

Referências Bibliográficas

- [1] IG, Portal. *Mais de 2,7 milhões de brasileiros não têm energia elétrica, revela Censo 2010*. Disponível em: <<http://ultimosegundo.ig.com.br/brasil/mais-de-27-milhoes-de-brasileiros-nao-tem-energia-eletrica-revela-censo-2010/n1597368876772.html>>. Acesso em: 16 nov. 2011. Meister, A. (2005).
- [2] CUNHA, J. L. P. A. da. *Eletrificação de edificações rurais Isoladas utilizando energia solar Fotovoltaica*. Lavras, 2006. Monografia - Fontes alternativas de energia, Universidade Federal de Lavras.
- [3] OLIVEIRA, L. C. de. *Perspectivas para a Eletrificação Rural no Novo Cenário Econômico-Institucional do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro, 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [4] STRAZZI, P. E. *Desenvolvimento social e programas de eletrificação rural de não atendidos*. São Paulo, 2009. Tese (Doutorado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo.
- [5] DE LA ROSA, F. ; Mak, S. T. *A Look into Steady State and Transient Performance of Power Lines Integrating Single Wire Earth Return Circuits*. In: Power Engineering Society General Meeting(Jun. 2007: Tampa). Proceedings. IEEE, 2007. p. 1-6.
- [6] WOLFS, P. *Capacity improvements for rural single wire earth return systems*. In: *Power Engineering Society General Meeting* (7.:Dec. 2005: Singapore). Proceedings. IEEE, 2005. p.1-306.
- [7] FANDI, J. C. O. ; MACEDO, Jr. RUBENS, J. et al. *Atendimento de Cargas Rurais Trifásicas a partir de Ramais Monofásicos de Média Tensão - Parte I*. In: SBSE-Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (IV.:Dec. 2005: Goiânia). Anais. SBSE, 2012. p. 1-306.
- [8] BERTOLLO, H. C. *Contribuições ao Estudo dos Aterramentos de Sistemas Monofilares com Retorno pelo Terra*. Viçosa, 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) - Ciências Agrárias, Universidade Federal de Viçosa..
- [9] NOGUEIRA, R. L. S. *Análise de Sistemas de Aterramento sob Solicitações impulsivas: Otimização e critérios de segurança em aterramentos de estruturas de*

- linhas de transmissão*. Rio de Janeiro, 2006. Dissertação (Mestrado em Ciência em Engenharia Elétrica)- PEE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [10] SILVA, M. R. da. *Avaliação de alternativa para eletrificação rural no contexto dos programas de universalização do atendimento de energia no Brasil*. Belo Horizonte, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [11] NETO, J. M. G. *Modelagem e Validação de Sistemas de Proteção de Linhas de Subtransmissão Frente a Descargas Atmosféricas*. Recife, 2015. Monografia-Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco.
- [12] LIMA, Flávia. *Sobretensões na rede. Quem paga essa conta? 2011*. Disponível em: <<http://www.osestoreletrico.com.br/web/publicidade/tabeladevalores/635sobretensoesnaredequempagaessaconta.html>>. Acesso em: 01 maio 2015.
- [13] PAULO, S. (Ed.). *Sobretensões de Origem Atmosférica em Sistemas Elétricos*. [S.l.]: Marcos Roberto Gouvêa, 2006..
- [14] D'AZUZ, A., FONSECA, S. C.; CARVALHO FILHO, S. et al. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - Aplicação em sistemas de potência de alta tensão*. 1. ed. Rio de Janeiro: EDUFF, 1987.
- [15] KINDERMANN, G. *Proteção Contra Descargas Atmosféricas em Estruturas Edificadas*. 4. ed. Florianópolis: Labplan, 2009.
- [16] SOARES, A. *Modelagem de Linhas de Transmissão para Avaliação de Desempenho frente a Descargas Atmosféricas*. Belo Horizonte, 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [17] SCHROEDER, M. A. D. O. *Modelo eletromagnético para descontaminação de ondas de corrente de descargas atmosféricas: Aplicação às medições da estação do morro do cachimbo*. Belo Horizonte, 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [18] DE LA ROSA, F.; GALVAN, A.; VELÁZQUEZ, R. *Evaluation of surge arresters protection of electric power lines in Mexico*. In: Workshop Line Surge Arresters and Lightning (33.: 1996: Mexico). Anais. Cigré ,1996. p.1-8.
- [19] COUTINHO, F. N. *Levantamento de Estruturas que Necessitam de SPDA na UnB e Análise de seus Efetivos Sistemas de Proteção*. Brasília, 2002. Monografia - Grupo de Sistemas Elétricos de Potência, Universidade de Brasília.

- [20] SANTOS, D. G. D. *Planejamento de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas para unidades habitacionais de baixa renda*. Belém, 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará.
- [21] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Proteção de estruturas contra descargas*, NBR 5419. Rio de Janeiro, 2005.
- [22] BRAGA, J. L. P. V. *Desempenho de linhas de distribuição frente a descargas atmosféricas: Estudo e implementação do Guia IEEE Std 1410*. Belo Horizonte, 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [23] DE ARAÚJO, A. E. ; NEVES, W. L. *Cálculos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia*. 1. ed. Belo Horizonte: UFMG, 2005.
- [24] DIAS, R. N. ; MESQUITA, C. R. ; VISACRO, S. *Análise de Incidência de Descargas Atmosféricas Nuvem-Solo Negativas no Estado de Minas Gerais*. In: SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII .: 2005: Curitiba - Paraná). Anais. SNPTEE, 2005. p.1-8.
- [25] TEIXEIRA, C. J. C. *Estudo e análise de sobretensões de origem atmosférica em linhas aéreas de transmissão de energia eléctrica*. Porto, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [26] WOLFS, P. J. ; HOSSEINZADEH, N.; SENINI, S. T. *Capacity enhancement for aging single wire earth return distribution systems*. In: IEEE Power Engineering Society Annual General Meeting. (2007: Tampa, FL). Proceedings. IEEE, 2007. p. 24-28.
- [27] BROOKING, T. R. ; VAN RENSBURG, N. J. ; FOURIE, R. J. *The improved utilisation of existing rural networks with the use of intermediate voltage and single wire earth return systems*. In: AFRICON'92. Proceedings, 3rd AFRICON Conference (3.:2007:Ezulwini Valley). Proceedings. IEEE, 1992. p. 228-234.
- [28] *FIOS e cordoalhas de aço zincados para Eletrificação e Telefonia*. 2015. Disponível em: <<http://www.belgobekAert.com.br/Produtos/Documents/Folder-eletrificacao.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2015.

- [29] A FOURNIER, A. C. P.; PENTEADO, C. L. C. *Eletrificação rural: um desafio para universalização da energia*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/download/livros/eletrificacaoXII.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2015.
- [30] KURAHASSI, L. F. A. *Eletrificação rural em São Paulo: custos e padrões*. São Paulo, 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [31] COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO. *Projeto de Rede de Distribuição Aérea com Condutores Nus - 15kV*, VR01.03-00.012. Recife, 2012.
- [32] BEZERRA, S. R. C. *Avaliação de sistemas de aterramento considerando a utilização de condutores e hastes envolvidos em concreto*. São Paulo, 2011. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Pós-graduação em Energia, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [33] ARMSTRONG, P 2000, *Single Wire Earth Return (SWER)*, Course presentation, MERITEC, Wellington.
- [34] LACRUZ, J. L. de. *Historia del sistema MRT – Monofásico con Retorno por Tierra – Parte 1*. Disponível em: <<http://www.sectorelectricidad.com/3446/historia-del-sistema-mrt-monofasico-con-retorno-por-tierra-parte-1/>>. Acesso em: 25 jun. 2015.
- [35] *Seleção de sistemas–MRT*, RER–05. Rio de Janeiro: Eletrobrás S.A, 2000. Disponível em: < http://www.camacho.prof.ufu.br/GEE074/sistema_mrt.pdf>. Acesso em: 25 set. 2015.
- [36] RIBEIRO, F. S.; PAZZINI, L. H. A.; KURAHASSI, L. F. et al. *O método dos elementos finitos na análise do aterramento do sistema monofilar com retorno por terra*. In: Encontro de Energia no Meio Rural (3.:2003:Campinas.). Anais. Scielo, 2003.
- [37] SOUZA, J. C. N. *Modelagem de redes aéreas com retorno por terra em sistemas de distribuição de energia elétrica para análises de faltas de alta impedância*. São Luís, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Eletricidade) - Centro de Ciências Exatas e da Natureza, Universidade Federal do Maranhão.
- [38] PIZZALI, L. F. O. *Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios*. Ilha Solteira, 2003. Dissertação (Mestrado em

- Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista.
- [39] BARROS BEZERRA, J. M. de. *Disciplina Equipamentos Elétricos: Apostila de Práticas*. Recife, 2000.
- [40] FONSECA, H. L. C. A.; LEAL, M. F. *Análise de Transitórios Eletromagnéticos utilizando o ATPDraw*. Brasília, 2003. Monografia-Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília.
- [41] GUIMARÃES, M. F. *Sobretensões devidas a descargas atmosféricas diretas em redes de distribuição com neutro multi-aterrado*. Belo Horizonte, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [42] PAZ, M. C. R. *Formulação integrada para a localização de faltas em sistemas de distribuição*. Porto Alegre, 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- [43] VASCONCELLOS PAREDES, José; VERA MERCHANCANO, Ricardo; LAYANA CHANCAY, José. *Modelos dependientes de la frecuencia para análisis de energización y descargas atmosféricas en líneas de transmisión de 500 kV*. 2012.
- [44] CABRAL, R. J.; GAZZANA, D. S.; LEBORGNE, R. C. et al. *Desempenho de linhas de distribuição devido a descargas atmosféricas usando ATP-Draw*. In: IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (10.: 2012: Ceará). Anais. IEEE, 2012. p.1-6.
- [45] MARINHO, G. S. P.; Freitas, S. C. L.; Zampellin, L. et al. *Simulação de Circuitos Introdutórios ao Programa ATPDraw/EMTP*. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (IV.:2012:Goiânia). Anais. SBSE, 2012. p.1-6.
- [46] FILHO, C. S. P.; S. ALMEIDA, F. de; CONTI, A. R. D. *Análise de Redes Elétricas no Domínio do Tempo Cálculo de Parâmetros de Linhas - LCC*. Belo Horizonte, 2000.
- [47] VIANA, M. J. *Análise dos Valores da Resistência de Aterramento Temporário em Canteiros de Obras na Cidade do Recife*. Recife, 2013. Dissertação (Mestrado em Construção Civil) — Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco.

- [48] CARVALHO ROCHA, L. de. *Desempenho de linhas de transmissão EAT e UAT frente a descargas atmosféricas: influência da ruptura em meio vazio*. Belo Horizonte, 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [49] ARAÚJO, M. A. de. *Projeto de um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas para uma Linha de Transmissão de 69 kV*. São Carlos, 2010. Monografia — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.
- [50] BEDOUI, Samir et al. *Analysis of lightning protection with transmission line arrester using ATP/EMTP: Case of an HV 220kV double circuit line*. In: Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International. IEEE, 2010. p. 1-6.
- [51] CAMPOS, A. F. M. de. *Cálculo de sobretensões causadas por descargas atmosféricas indiretas em linhas de distribuição aéreas considerando falhas de isolamento*. São Paulo, 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia, Universidade de São Paulo.
- [52] COELHO, V. L. *Análise do desempenho de redes aéreas de distribuição de média tensão frente à ação das descargas atmosféricas*. Florianópolis, 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [53] OLIVEIRA PEDROSA, R. de. *Estudo da Absorção de Energia de Para-Raios de Zno Instalados em Linhas de Transmissão de 138 kV*. Belo Horizonte, 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais.
- [54] JITSUKAWA, J. A. M. *Coordenação de isolamento em subestações isoladas a ar*. Porto Alegre, 2010. Monografia — Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- [55] MARTÍNEZ, J. ; CASTRO F. *Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte. Parte 2: Cálculo estadístico de sobretensiones*. Revista Iberoamericana del ATP, Out. 2002.
- [56] COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. *Isolador Tipo Pino Polimérico - Classes 15KV e 36,2 kV, NTC-24 Goiás*, 2007.

- [57] PEDROSA, G. A. ; SCHOEDER, M. A. O. ; AFONSO, M. M. et al. *Desempenho de aterramento elétrico diante de descargas atmosféricas*. O Setor Elétrico, Santa Cecília,70, p.74-84, Nov. 2011.
- [58] VISACRO, S.; Soares, A. HEM: *A model for simulation of lightning-related engineering problems*. In: IEEE Transactions on power delivery (20.:2005: Canadá).Anais. IEEE,2005. p.1206-1208.
- [59] KINDERMANN, G. *Aterramento elétrico*. 1.ed. Florianópolis: DC Luzzatto,1994.