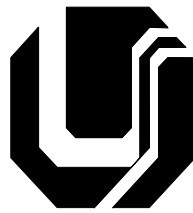


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**A INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA DE TERRA NOS
EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Camila Guesine dos Santos

Uberlândia, Abril de 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**A INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA DE TERRA
NOS EFEITOS DAS DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS**

Camila Guesine dos Santos

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Uberlândia, perante a Banca Examinadora abaixo, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Antônio Carlos Delaiba, Dr. (Orientador) – UFU
José Wilson Resende, PhD. – UFU
Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, Dr – UFU
Paulo Sérgio Pereira, PhD – Conprove Engenharia

Uberlândia, Abril de 2009.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

- S237i Santos, Camila Guesine dos, 1983-
A influência da resistência de terra nos efeitos das descargas
atmosféricas / Camila Guesine dos Santos. - 2009.
- 124 f. : il.
- Orientador: Antônio Carlos Delaiba.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
- Inclui bibliografia.
1. Descargas elétricas - Teses. 2. Eletricidade atmosférica - Teses. I. Delaiba, Antônio Carlos. II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3.015.5

Elaborado pelo Sistema de Bibliotecas da UFU / Setor de Catalogação e Classificação

A INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA DE TERRA NOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

CAMILA GUESINE DOS SANTOS

Dissertação apresentada por Camila Guesine dos Santos à
Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos
requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em
Ciências.

Prof. Antônio Carlos Delaiba, PhD.
Orientador

Prof. Alexandre Cardoso
Coordenador do Curso de
Pós- Graduação

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus queridos pais, Jair de Sousa dos Santos e Cleide Guesine Spagnol, ao meu querido padrasto Humberto Spagnol, aos meus queridos avós, Arduíno Guesine e Antônia Campaneli Guesine, aos meus queridos tios e tias e a todos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

A **DEUS** pela minha vida, pela minha família, amigos e por todas as bênçãos que Ele tem derramado sobre mim durante todos os momentos de minha vida.

Ao professor **José Wilson Resende** pelo incentivo, pela confiança na minha capacidade de realização, pela orientação segura e principalmente, pela amizade, paciência, presteza e compreensão durante as etapas desafiadoras deste trabalho.

Ao professor orientador **Antônio Carlos Delaiba** por toda a ajuda e apoio ao longo deste trabalho, pela orientação, assim como pela ajuda e esclarecimentos durante as discussões sobre o tema dessa dissertação.

Ao professor **Marcelo Lynce Ribeiro Chaves** que sempre que consultado, atendeu com bastante atenção, dando toda ajuda e apoio durante os momentos mais difíceis de discussão sobre o tema desta dissertação.

Ao professor **Carlos Bissochi Júnior – “Carlão”** – um dos responsáveis pelo despertar de meu interesse e amor pela vida acadêmica e pela área científica, e que sempre me incentivou desde os anos da graduação.

A todos os **professores e funcionários dessa instituição**, que estiveram presentes em minha vida desde o início da graduação, e que durante todos os momentos, deram total apoio para a realização deste trabalho.

A toda **minha família**, na pessoa de meus pais, padrasto, avós e tios, por sempre terem me incentivado em todos os momentos de minha vida, desde a infância até os dias de hoje, pelo apoio durante a realização desta pós-graduação e pela compreensão às várias ausências do seu convívio.

A empresa Gerdau Açominas, na pessoa de meu gerente **Guilherme Barros de Melo**, que neste pouco tempo em que estou sob sua gestão me ensinou muito sobre o valor do conhecimento técnico, minha chefe de área **Elaine Cristina do Carmo** e aos demais amigos de trabalho que me incentivaram e disponibilizaram tempo para me dedicar à redação desta dissertação.

As queridas amigas **Elise** e **Fernanda**, que fizeram parte de meu convívio durante esses anos de mestrado, e que tiveram papel imprescindível para a realização dessa obra.

Aos demais amigos, que apesar de não terem sido citados aqui, também estão presentes nos agradecimentos que faço em meu coração, por todo carinho e apoio, ao longo de minha vida e para realização desse trabalho.

RESUMO

Existe uma grande preocupação por parte das concessionárias de energia relacionada aos distúrbios que geram sobretensões induzidas na rede elétrica, pois estas atingem os equipamentos sensíveis dos consumidores, causando danos e perdas. Em consequência deste quadro, as concessionárias contraem grandes prejuízos financeiros todos os anos devido ao ressarcimento por danos a tais equipamentos. Dentre os distúrbios causadores de sobretensões induzidas destacam-se as descargas atmosféricas. Sendo assim, neste trabalho foi desenvolvido o estudo e análise do efeito de descargas atmosféricas em cargas alocadas em média (11kV/15kV) e baixa tensão (abaixo de 600V) relacionada a influência causada pela resistência de aterramento. Para a modelagem e simulações do sistema sob análise utilizou-se o programa para estudo de transitórios *ATP (Alternative Transient Program)*. Para a realização do estudo modelou-se um sistema composto de uma linha de transmissão de 88kV, uma subestação, uma linha de distribuição de 13,8kV e cargas que representam os consumidores residenciais. É analisada também a utilização de supressores de surto na baixa tensão dos transformadores de distribuição como forma de atenuar as sobretensões induzidas que atingem os consumidores.

Palavras-chaves: Descargas atmosféricas, resistência de aterramento, tensão de surto, sobretensão induzida.

ABSTRACT

There is great concern by the power systems utilities related to disturbances that generate induced overvoltages in the power network, as they reach the consumer sensitive equipment, causing damage and losses. In consequence of this framework, the power systems utilities get large financial losses every year due to indemnity for damage to such equipments. Among the disturbances that lead to induced overvoltages are lightning. Thus, in this work it was developed the study and analysis of the lightning's effect on loads allocated on average (11kV/15kV) and low voltage (below 600V) under the influence caused by the resistance of grounding. For modeling and simulation of the system under analysis, the program for transient study ATP (Alternative Transient Program) was used. To develop the study, it was designed a system comprising of an 88kV transmission line, a substation, a distribution line of 13.8 kV and loads representing residential consumers. It was also analyzed the use of surge suppressor in the low voltage distribution transformers as a way to mitigate the induced overvoltages that reach consumers.

Keywords: Lightning, grounding resistance, voltage surge, induced overvoltage.

SUMÁRIO

Capítulo I.....	15
Introdução	15
1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	15
1.2 - A ÁREA DE CONCENTRAÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO E A RELEVÂNCIA DO TEMA	18
1.3 - ESTUDO BIBLIOGRÁFICO DESENVOLVIDO.....	20
1.4 - AS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO	26
1.5 - A ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	27
Capítulo II	29
Modelagens dos elementos do sistema elétrico em estudo no ATP (Alternative Transient Program)	29
2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	29
2.2 - MODELAGENS	33
2.2.1 - MODELAGEM DA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 88kV	33
2.2.2 - MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO DE 13,8kV	39
2.2.3 - MODELAGEM DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 88 /13,8 kV	40
2.2.4 - MODELAGEM DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO 13,8KV /220 V	44
2.2.5 - MODELAGEM DA CHAVE SECCIONADORA.....	48
2.2.6 - MODELAGEM DO DISJUNTOR	49
2.2.7 - MODELAGEM DO PÁRA - RAIOS	51
2.2.8 - MODELAGEM DO BARRAMENTO	53
2.2.9 - MODELAGEM DOS CABOS SUBTERRÂNEOS	55
2.2.10 - MODELAGEM DO BANCO DE CAPACITORES	56
2.2.11 - MODELAGEM DA MALHA DE TERRA	57
2.2.12 - MODELAGEM DO SUPRESSOR DE SURTO	66
2.2.13 - MODELAGEM DO CABO DE LIGAÇÃO DO CONSUMIDOR À REDE DE DISTRIBUIÇÃO	69
2.3 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
Capítulo III.....	72
Estudo e Análise de Casos: a influência do aterramento na atenuação de descargas atmosféricas.....	72
3.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	72
3.1.1 - CASO 1: <u>DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA ALTA TENSÃO</u>	75
3.1.2 - CASO 2: <u>DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA MÉDIA TENSÃO</u>	75

3.1.3 -	CONSIDERAÇÕES SOBRE AS CARGAS DOS CONSUMIDORES	76
3.2 -	ANÁLISE DO CASO 1: <u>DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA ALTA TENSÃO</u>	78
3.2.1 -	DESCARGA NO CABO PÁRA-RAIOS	78
3.2.2 -	CONCLUSÕES PARA A ANÁLISE RELATIVA AOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO CABO PÁRA-RAIOS	89
3.2.3 -	DESCARGA NO CABO FASE	90
3.2.4 -	CONCLUSÕES PARA A ANÁLISE RELATIVA AOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM CABO FASE	99
3.3 -	ANÁLISE DO CASO 2: <u>DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA MÉDIA TENSÃO</u>	100
3.3.1 -	DESCARGA NA MÉDIA TENSÃO	100
3.3.2 -	CONCLUSÕES PARA A ANÁLISE RELATIVA AOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS OCORRIDAS NA MÉDIA TENSÃO	114
3.4 -	CONSIDERAÇÕES FINAIS	115
Capítulo IV		116
Conclusões Gerais.....		116
Referências Bibliográficas		121

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. 1- Pedidos de solicitação de ressarcimento junto a CEMIG, ano de 2006.[20]</i>	16
<i>Figura 2. 1 – Diagrama unifilar geral do sistema elétrico modelado.</i>	31
<i>Figura 2. 2 – Diagrama Unifilar do sistema no ATPDraw.</i>	31
<i>Figura 2. 3 – Representação da linha de transmissão.</i>	34
<i>Figura 2. 4- Torre para levantamento de dados necessários para modelagem das linhas de transmissão.</i>	35
<i>Figura 2. 5 - Ícone da linha de transmissão de 88 kV no ATPDraw.</i>	38
<i>Figura 2. 6 - Atributos para a linha de transmissão.</i>	38
<i>Figura 2. 7- Ícone para as linhas de distribuição no ATPDraw.</i>	39
<i>Figura 2. 8- Atributos para as linhas de distribuição.</i>	40
<i>Figura 2. 9– Ícone para o transformador de potência no ATPDraw.</i>	43
<i>Figura 2. 10– Atributos para o transformador de potência.</i>	44
<i>Figura 2. 11– Ícone para o transformador de distribuição no ATPDraw.</i>	47
<i>Figura 2. 12– Atributos para o transformador de distribuição.</i>	48
<i>Figura 2. 13– Ícone para a chave seccionadora no ATPDraw.</i>	49
<i>Figura 2. 14 – Atributos para a chave seccionadora</i>	49
<i>Figura 2. 16– Atributos para o disjuntor.</i>	50
<i>Figura 2. 17 – Ícone do pára-raios no ATPDraw</i>	52
<i>Figura 2. 18 – Atributos para o pára-raios</i>	52
<i>Figura 2. 19 – Ícone do barramento no ATPDraw.</i>	53
<i>Figura 2. 20– Atributos para o barramento</i>	54
<i>Figura 2. 21 – Ícone do cabo subterrâneo no ATPDraw.</i>	56
<i>Figura 2. 22 – Atributos para o cabo subterrâneo.</i>	56
<i>Figura 2. 23– Ícone do banco de capacitores no ATPDraw.</i>	57
<i>Figura 2. 24 – Atributos para o banco de capacitores.</i>	57
<i>Figura 2. 25 – Malha de terra da subestação do sistema modelado.</i>	58
<i>Figura 2. 26 – Malha de terra dividida em PI's.</i>	59
<i>Figura 2. 27– Condutores entre os circuitos PI's da malha de terra.</i>	61
<i>Figura 2. 28 – Configuração de cada circuito PI.</i>	63
<i>Figura 2. 29 – Localização das hastes resultantes na malha de terra.</i>	65
<i>Figura 2. 30– Modelo da malha de terra no ATP.</i>	65
<i>Figura 2. 31– Ícone da malha de terra no ATPDraw.</i>	66
<i>Figura 2. 32 – Janela de atributos da malha de terra.</i>	66
<i>Figura 2. 33 – Ícone do varistor no ATPDraw.</i>	67
<i>Figura 2. 34 – Atributos para o varistor.</i>	67
<i>Figura 2. 35– Curva característica do supressor.</i>	68
<i>Figura 2. 36 – Atributos com curva característica para o varistor no ATP.</i>	69
<i>Figura 2. 37– Ícone de uma carga RLC no APTDraw.</i>	70
<i>Figura 2. 38 - Atributos para a carga RL.</i>	70
<i>Figura 3. 1 – Sistema elétrico modelado para as análises.</i>	73
<i>Figura 3. 2 – Disposição dos pontos na malha de aterramento.</i>	79
<i>Figura 3. 3 – Níveis máximos da tensão de surto nos pára-raios de entrada e de saída da SE e no transformador de potência em relação as diferentes resistências da malha de terra</i>	81
<i>Figura 3. 4 – Níveis da tensão de surto no pára-raios de saída da SE representados no ATP.</i>	84

<i>Figura 3. 5 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores.</i>	<i>85</i>
<i>Figura 3. 6 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição.</i>	<i>86</i>
<i>Figura 3. 7 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com inserção de supressor de surto no secundário de cada transformador.</i>	<i>87</i>
<i>Figura 3. 8– Diagrama unifilar do sistema no ATPDraw com identificação do local da descarga.</i>	<i>90</i>
<i>Figura 3. 9– Níveis máximos da tensão de surto nos pára-raios de entrada e de saída da SE e no transformador de potência em relação as diferentes resistências da malha de aterramento.</i>	<i>92</i>
<i>Figura 3. 10 - Níveis máximos da tensão de surto no primário do transformador de potência em relação às diferentes resistências da malha de aterramento.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 3. 11 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 3. 12 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 3. 13 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, sem a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 3. 14 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.</i>	<i>97</i>
<i>Figura 3. 15 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com inserção de supressor de surto no secundário de cada transformador.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 3. 16 – Diagrama unifilar do sistema no ATPDraw com identificação do local da descarga na média tensão (13,8kV).</i>	<i>100</i>
<i>Figura 3. 17 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 20kA. Unidade do eixo das ordenadas é Mega-Volts.</i>	<i>101</i>
<i>Figura 3. 18 – Níveis máximos da tensão de surto no primário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.</i>	<i>103</i>
<i>Figura 3. 19 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 20kA, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.</i>	<i>104</i>
<i>Figura 3. 20 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 15kA, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.</i>	<i>105</i>
<i>Figura 3. 21 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.</i>	<i>107</i>
<i>Figura 3. 22 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 2,5kA. Unidade do eixo das ordenadas é kV</i>	<i>108</i>

<i>Figura 3. 23 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios apenas no transformador 1.</i>	109
<i>Figura 3. 24 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios nos transformadores 1 e 2.</i>	110
<i>Figura 3. 25 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios nos transformadores 1, 2 e 3.</i>	111
<i>Figura 3. 26 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com a inserção de pára-raios nos transformadores 1, 2 e 3.</i>	112
<i>Figura 3. 27 – Níveis máximos da tensão de surtos na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição com inserção de supressor de surto no secundário de cada transformador.</i>	113

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2. 1 – Dados geométricos médios para primeiro vão.</i>	36
<i>Tabela 2. 2 - Dados geométricos a serem utilizados para cada sustentação.</i>	37
<i>Tabela 2. 3 - Dados geométricos a serem utilizados para os vãos subseqüentes ao primeiro</i>	37
<i>Tabela 2. 5 – Detalhe de todos os PI's da malha de terra.</i>	60
<i>Tabela 2. 6 – Detalhe de todos os condutores entre os PI's da malha de terra.</i>	61
<i>Tabela 2. 7 – Pontos da curva característica a serem inseridos na janela de atributos.</i>	68
<i>Tabela 3. 1– Valores dos pontos de aterramento da malha de terra da SE.</i>	79

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com a evolução da tecnologia da eletrônica de potência, os consumidores residenciais passaram a ter cada vez mais em suas casas equipamentos eletrônicos sensíveis a sobretensões induzidas. Surge deste quadro uma grande preocupação por parte das concessionárias de energia relacionada à proteção de suas redes de transmissão e distribuição devido a distúrbios elétricos, tais como: variações de curta duração, transitórios típicos de energização ou de descargas atmosféricas.

Muitos estudos têm sido realizados [6, 7, 8, 9, 10] a fim de auxiliar na determinação do ressarcimento ou não de equipamentos presentes em residências e escritórios, quando da ocorrência de distúrbios elétricos. Busca-se intensamente uma forma de solucionar esse impasse e obter um método que seja eficaz.

De acordo com a CEMIG {[20]: jornal CORREIO, página B1, 16/11/2008}, entre janeiro e agosto de 2008 foram registradas 118.967 descargas atmosféricas na região do Triângulo Mineiro. Em Uberlândia, a média anual alcança 7.000 descargas atmosféricas. Tais descargas podem causar danos a equipamentos elétricos dos consumidores, os quais, nem sempre conseguem

serem ressarcidos dos prejuízos. Em Uberlândia, entre janeiro e setembro de 2008, 600 equipamentos foram ressarcidos pela CEMIG.

A maior causa dos danos, conforme ilustrado na figura 1.1 (relativo ao ano de 2006), é a descarga atmosférica.

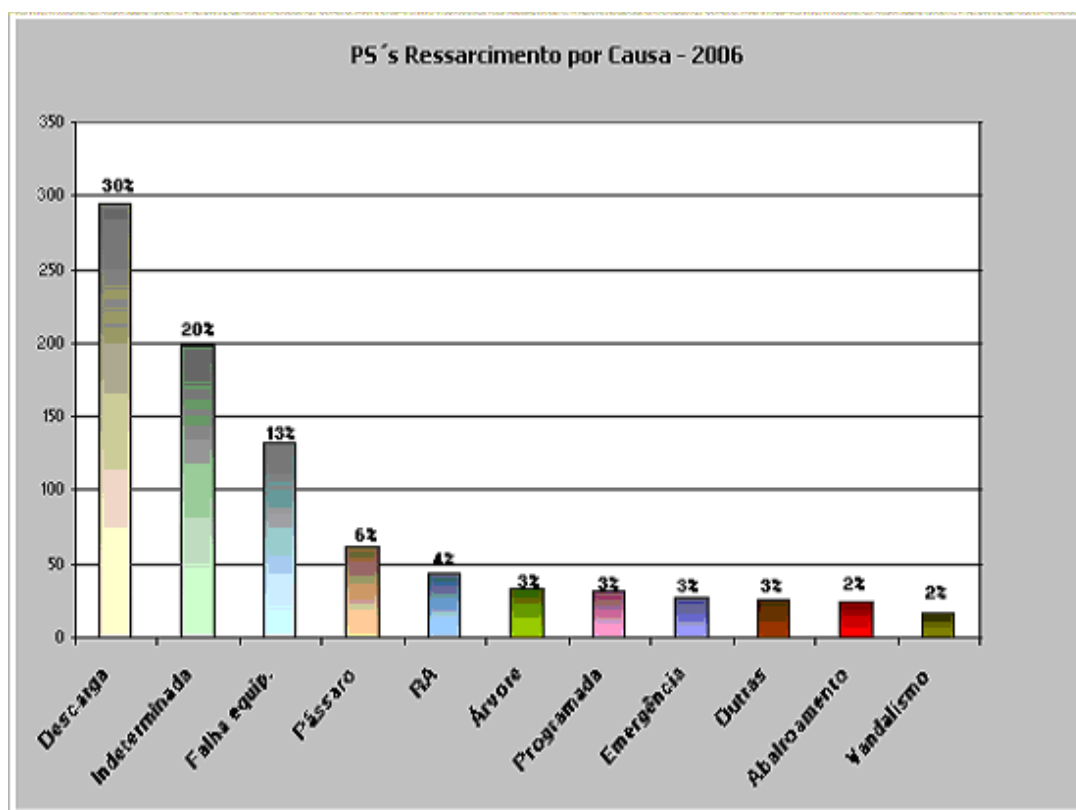


Figura 1. 1- Pedidos de solicitação de ressarcimento junto a CEMIG, ano de 2006.[20]

No entanto, nem sempre o consumidor consegue ser ressarcido. Ainda na mesma reportagem do jornal acima citado, são mencionados alguns casos de consumidores que solicitaram pedido de ressarcimento à CEMIG. Um dos casos refere-se a uma consumidora, residente no bairro Santa Rosa, Uberlândia, que protocolou um pedido de ressarcimento junto à CEMIG porque, após uma tempestade, ela perdeu o *modem* do seu computador, um aparelho de som e um telefone sem fio. Depois de quase dois meses de espera, ela recebeu uma carta da CEMIG, favorável ao seu pedido de ressarcimento. No entanto, alguns meses antes, a mesma consumidora havia solicitado ressarcimento de danos pela perda

de um televisor, que teria se danificado durante uma tempestade. Porém, neste caso, a CEMIG negou o ressarcimento.

Outra recusa da CEMIG (também citada na mesma reportagem do jornal CORREIO) ocorreu no caso de outro consumidor que alegou ter perdido um televisor e um aparelho de DVD. Segundo o consumidor, “os equipamentos foram danificados após um estrondo no poste da rede da CEMIG, durante uma chuva”.

A regulamentação sobre os ressarcimentos, no Brasil, é feita através da Resolução 61, de 2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [19]. Nesta resolução, destaca-se, dentre outros, o artigo 5:

Art. 5º No processamento do pedido de ressarcimento, a concessionária deve comprovar a existência ou não do nexo de causalidade.

Parágrafo único. Na comprovação do nexo de causalidade devem ser considerados os eventos prováveis causadores do dano, entre outros, descargas atmosféricas e sobretensões oriundas da energização de circuitos, os quais não eximem a concessionária da responsabilidade do ressarcimento.

Como pode ser observado no artigo acima descrito, as considerações sobre “nexo de causalidade” sempre darão margens de discussões entre consumidor e concessionária.

A relação entre concessionária e consumidor é uma questão conflituosa, uma vez que, ainda que existam vários estudos e metodologias desenvolvidas ou em processo de desenvolvimento, não há solução técnica totalmente eficaz. Algumas metodologias atualmente em desenvolvimento, apesar de suas contribuições, não consideram pontos importantes como as condições do aterramento real do sistema elétrico e equipamentos [9].

Percebe-se uma necessidade de estudos mais aprofundados sobre os efeitos de distúrbios, como por exemplo, as descargas atmosféricas, no sistema

elétrico, a fim de aprimorar os sistemas de proteção e prevenir os danos a equipamentos.

Por outro lado, é importante ressaltar que as modelagens de sistemas elétricos utilizadas para estes tipos de estudos devem ser a mais fiel possível às condições reais, principalmente em relação ao aterramento dos equipamentos modelados, pois somente assim os resultados obtidos concederão embasamento técnico para análises dos impactos gerados sob as proteções e posterior estudo de soluções e melhorias.

1.2 - A ÁREA DE CONCENTRAÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO E A RELEVÂNCIA DO TEMA

Um dos principais distúrbios causadores de danos a equipamentos de consumidores são as sobretensões induzidas causadas pelo impacto de descargas atmosféricas, tanto diretas quanto indiretas no sistema elétrico. Existem muitos estudos direcionados a analisar modelagens desenvolvidas para o estudo de descargas atmosféricas e seus impactos no sistema elétrico [11, 12, 13, 14, 15].

As descargas diretas ao atingirem as instalações e/ou a rede elétrica se propagam estabelecendo valores elevados de sobretensão nos diferentes circuitos de distribuição em função da impedância dos caminhos percorridos. As descargas indiretas ao atingirem as proximidades de uma rede elétrica ocasionam o surgimento de sobretensões nos diferentes circuitos de distribuição, devido à existência de diferentes formas de acoplamento (resistivo, indutivo ou capacitivo) que permitem que parte da energia do raio seja transferida para as instalações elétricas.

As sobretensões induzidas geradas por descargas atmosféricas, como visto nas considerações iniciais, são as maiores causadoras de danos em equipamentos de consumidores [20]. Verifica-se, portanto, a importância de serem promovidos

estudos com intuito de entender melhor estas sobretensões e encontrar formas de amenizá-las, tornando possível uma redução nos índices de danos aos equipamentos de consumidores e dos prejuízos das concessionárias de energia.

No presente trabalho são apresentados estudos onde são analisados os efeitos das sobretensões geradas por descargas atmosféricas incidentes diretamente nas linhas de alta (88kV) e média tensão (13,8kV). Os efeitos destes impactos são analisados nas regiões de média tensão (13,8kV) e baixa tensão (220V) tensão, onde, em geral estão uma grande quantidade de consumidores industriais e residenciais. Nestas análises serão avaliadas a influência das resistências de aterramento, no valor do nível da tensão de surto induzida.

O sistema desenvolvido para as análises é constituído por uma linha de transmissão de 88kV, uma subestação, uma linha de distribuição de 13,8kV e cargas que representam os consumidores residenciais. O diagrama unifilar do sistema será apresentado em detalhes no próximo capítulo.

As referências [1, 2, 3, 4] foram grandes fontes de conhecimento, dados e modelagens para a execução do presente trabalho. Tais referências são relatórios que dizem respeito a um projeto de P&D, desenvolvido pela Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia em conjunto com a AES Eletropaulo. Maiores detalhes serão abordados no Capítulo II.

Todas as modelagens e simulações do sistema estudado foram feitas através do software *ATP*. Optou-se por estudar casos considerando descargas atmosféricas com incidência direta, pois se tratam dos casos com sobretensões de surto mais severas e com maiores potenciais causadores de danos a equipamentos de consumidores.

Os casos simulados compreendem descargas atmosféricas incidindo somente nas linhas de alta (88kV) e média tensão (13,8kV). Tal decisão baseou-se no fato de que os condutores das redes de baixa tensão são posicionados em alturas inferiores às dos condutores da rede primária. Por isso, esta última

normalmente funciona como blindagem, tornando rara a incidência direta de descargas atmosféricas nas redes de baixa tensão [12].

1.3 - ESTUDO BIBLIOGRÁFICO DESENVOLVIDO

Com o intuito de se adquirir um embasamento científico para o tema escolhido, foi realizado um detalhado estudo bibliográfico. Tal estudo também permitiu verificar a contextualização e aplicabilidade do tema.

A seguir as principais fontes consultadas são citadas. Tais referências são agrupadas em tópicos, cujos títulos estão destacados em caracteres *itálicos*.

- *Modelagem de equipamentos de subestações, linhas de transmissão e distribuição através do software ATP*

A referência [3] trata-se de um relatório contendo as considerações e a teoria básica da modelagem dos equipamentos, barramentos, malha de aterramento e cabos da Subestação de Barueri, pertencente à concessionária de energia AES Eletropaulo, utilizando do software *ATP*. São apresentados os resultados das simulações de teste de cada item modelado, a fim de comprovar a validade das modelagens.

A referência [4] se trata de um relatório contendo as considerações e a teoria básica da modelagem das linhas de transmissão e distribuição conectadas à Subestação de Barueri, pertencente à concessionária de energia AES Eletropaulo, utilizando do software *ATP*. São também aqui apresentados os resultados das simulações de teste de cada linha modelada, a fim de comprovar a validade das modelagens.

- *Dados de equipamentos de subestações, linhas de transmissão e distribuição de uma estação de transmissão e distribuição existente*

Os dados referentes aos equipamentos, barramentos, malha de aterramento e cabos da Subestação de Barueri, pertencente à concessionária de energia AES Eletropaulo estão na referência [1]. Por outro lado, os dados relativos às linhas de transmissão e de distribuição conectadas à mesma Subestação acima estão na referência [2].

- *Teoria e modelagem de supressores de surto*

A referência [5] é um artigo que apresenta uma teoria sobre varistores funcionando como supressores de surto. São abordados temas como: circuitos equivalentes de varistores; curva característica de funcionamento; processo de manufatura; seleção de varistores; operação de varistores; proteção contra sobretensões de surto.

- *Metodologias e propostas para subsidiar a análise de pedidos de ressarcimentos devido a distúrbios do sistema elétrico.*

A referência [6] apresenta resultados relacionados às variações de curta duração e transitórios típicos de energização em sistemas de distribuição, com o objetivo de dar embasamento técnico à Resolução 61, de 2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica. Todas as modelagens e simulações são efetuadas no software *ATP*. Sugere-se que as análises e níveis de tensão obtidos através das simulações devem ser comparados com curvas de suportabilidade dos equipamentos a título de critério técnico na avaliação de ressarcimento de danos.

A referência [7] relata estudos desenvolvidos sobre o potencial de “queima” de equipamentos de consumidores de baixa tensão devido a descargas atmosféricas. É desenvolvida uma metodologia para auxiliar na análise de pedidos de ressarcimento de danos. Leva-se em consideração a localização da instalação do consumidor em relação ao local e os parâmetros da descarga. Todas as modelagens e simulações são efetuadas no software *ATP*. Os critérios propostos foram incorporados a um sistema informatizado desenvolvido para auxiliar na avaliação dos pedidos de ressarcimentos de danos da AES Eletropaulo.

A referência [8] é um artigo que analisa a relação conflituosa entre o consumidor e a concessionária de energia no que diz respeito aos pedidos de ressarcimentos por danos em aparelhos elétricos provocados por distúrbios na rede elétrica. Além disso, propõe a instalação de um dispositivo de proteção na entrada de serviço do consumidor, com intuito de reduzir a probabilidade de distúrbios na rede elétrica causarem danos a equipamentos elétricos.

A referência [9] trata-se de uma tese de doutorado que, através de estudos e desenvolvimento de uma metodologia, propõe um sistema computacional, isto é, um *software*, para oferecer suporte técnico às análises de pedidos de ressarcimento por danos em equipamentos de consumidores. Primeiramente é efetuada a simulação do sistema de distribuição e do distúrbio que supostamente causou os danos, inserindo no modelo os equipamentos reclamados pelo consumidor. Os resultados das simulações são convertidos em curvas de solicitações dielétricas e térmicas impostas aos dispositivos danificados. Por fim, tais curvas são comparadas com os padrões de suportabilidade dos equipamentos sob análise, sendo possível, dessa forma, comprovar se o dano foi realmente gerado por algum distúrbio na rede elétrica.

A referência [10] apresenta um sistema base de gerenciamento para análises e suporte técnico a pedidos de ressarcimentos devido a danos em equipamentos elétricos de consumidores. O sistema é constituído de dois

softwares: um que possui um banco de dados com as ocorrências do sistema elétrico e os dados de todos os consumidores, compreendendo o número do identificador, o ponto de entrega da energia, o transformador de distribuição, o alimentador etc.; o segundo contém informações obtidas através de simulações de distúrbios elétricos e de testes de susceptibilidade feitos em equipamentos elétricos. Este sistema já é utilizado pela concessionária de energia Eletropaulo.

- *Sobretensões induzidas por descargas atmosféricas em sistemas elétricos*

A referência [11] trata sobre a análise dos impactos devido a descargas atmosféricas em Estações de Transmissão e Distribuição e às linhas conectadas a estas ETD's. Além disso, são apresentados os princípios para a modelagem dos equipamentos constituintes deste sistema no software *ATP*, enfatizando a necessidade dessas modelagens serem fiéis à situação real, a fim de que os resultados das simulações sejam aplicáveis e úteis. Através das simulações, os autores concluem pela importância de representar o aterramento da ETD através de uma malha de terra, ao invés de um valor fixo de resistência.

A referência [12] aborda a modelagem de cargas de unidades consumidoras e transformadores de distribuição, voltada para o estudo de sobretensões induzidas. São apresentados os resultados de um estudo sobre sobretensões induzidas geradas por descargas atmosféricas próximas a linhas de distribuição, considerando a influência de parâmetros como a amplitude da forma de onda, a altura do condutor fase, a posição da sobretensão ao longo da linha, a distância entre pontos de aterramento do neutro e comprimento do ramal de ligação. Através das simulações, os autores observaram que apenas a distância entre os pontos de aterramento do neutro e o ponto de cálculo é que, de fato, afetam a amplitude das tensões induzidas.

A referência [13] é um artigo que trata de um estudo realizado desde 1999 sobre descargas atmosféricas em uma linha de distribuição real e simulações no *ATP*, através da modelagem desta mesma linha. Com o objetivo de comprovar a veracidade do modelo desenvolvido para simulação, foram comparados os resultados obtidos por descargas diretas incidentes na linha real com aqueles obtidos através de simulação computacional, nas mesmas condições. O modelo foi considerado eficaz, porém com algumas considerações em relação às descargas de longa duração.

A referência [14] trata de descargas atmosféricas que se propagam em linhas de distribuição até os consumidores, comparando o resultado de testes em laboratório com simulações efetuadas no *ATP*. Como conclusão, os autores comprovam que os resultados gerados pelos testes em laboratório e pelas simulações são bastante aproximados.

A referência [15] apresenta uma avaliação da influência dos surtos transferidos da média para a baixa tensão. As simulações são efetuadas no software *ATP*. Através da análise dos resultados, os autores concluem que redes multiplexadas apresentam menores sobretensões de surto quando comparadas a redes convencionais. Em redes de alimentação exclusiva é ideal que o consumidor seja conectado o mais próximo possível ao transformador que o alimenta. E, por último, o uso de pára-raios nas redes de baixa tensão protege o transformador de distribuição.

▪ *Aterramento*

A referência [23] é um livro que aborda o tópico aterramentos elétricos. São tratados diversos assuntos como medição da resistividade do solo, estratificação do solo, sistemas de aterramento, tratamento químico do solo etc. Há um capítulo dedicado a malhas de aterramento, descrevendo passo a passo todos os itens necessários para modelagem e construção de uma malha.

A referência [17] trata-se de um artigo que apresenta um modelo matemático para modelagem de malhas de terra e posterior análise de fenômenos transitórios, através de simulações. O modelo proposto possui o diferencial de poder ser aplicado em malhas de terra de qualquer configuração, além de incluir o efeito das hastes de aterramento e possibilitar a injeção de corrente em qualquer nó da malha. É mostrado o equacionamento matricial representativo da malha, assim como as diretrizes para a sua solução numérica. Os resultados provenientes das simulações utilizando o algoritmo proposto são comparados com resultados experimentais, mostrando boa proximidade.

A referência [18] apresenta um desenvolvimento matemático para a representação da impedância de condutores de aterramento para estudos de surtos de tensão. Diversas considerações simplificadoras são feitas durante o desenvolvimento da metodologia proposta. De acordo com os autores, a formulação obtida, apesar de simples, conduz a resultados satisfatórios.

1.4 - AS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO

Analizando os vários estudos já realizados e em desenvolvimento sobre o tema aqui abordado, pode-se afirmar que, através das análises e resultados atingidos pelo presente trabalho, destacam-se as seguintes contribuições:

- *Modelagens*

Todas as modelagens desenvolvidas e utilizadas para as simulações são baseadas em dados de um sistema elétrico existente. Além disso, considera-se um aterramento que reproduz condições reais, a fim de alcançar resultados confiáveis para estudos de descargas atmosféricas. Tais modelagens serão expostas detalhadamente, buscando ser útil para futuros estudos e poder contribuir de forma enriquecedora para o desenvolvimento de melhorias para as concessionárias de energia.

- *Análise de casos*

As análises de casos mostrarão as condições em que os efeitos das descargas atmosféricas, quando aplicadas nas redes elétricas, podem ser danosos ou não. Concomitantemente, será analisada a influência da resistência de aterramento nos efeitos causados pelas descargas. Desta forma, espera-se que as conclusões obtidas possam ser úteis para as concessionárias de energia, no sentido de proporcionarem melhorias nos sistemas de proteção contra surtos e reduzirem a quantidade de danos nos equipamentos elétricos de propriedade dos consumidores.

1.5 - A ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além do presente capítulo de introdução, designado por Capítulo I, para alcançar os objetivos aqui propostos, este trabalho encontra-se assim estruturado:

CAPÍTULO II Modelagens dos Elementos do Sistema Elétrico em Estudo no ATP (*Alternative Transient Program*)

No início deste capítulo serão apresentadas informações sobre o software *ATP*, utilizado para efetuar as modelagens e simulações do sistema estudado no presente trabalho. Em seguida discorre-se sobre o sistema elétrico utilizado para as análises e simulações. Por fim, são abordadas as modelagens desenvolvidas e utilizadas para a composição de tal sistema.

CAPÍTULO III Estudo e Análise de Casos: a Influência do Aterramento na Atenuação de Descargas Atmosféricas

Este capítulo tem por objetivo apresentar as análises de todos os casos simulados. Serão apresentados os seguintes casos:

- a) descarga atmosférica no *cabo guarda (para-raios)* da linha de transmissão (88kV);
- b) descarga atmosférica no *condutor fase* da linha de transmissão (88kV);
- c) descarga atmosférica na média tensão (13,8kV).

Para todas estas situações acima será variado o valor da resistência de aterramento dos transformadores de distribuição a fim de verificar a influência no nível de tensão de surto.

CAPÍTULO IV Conclusões Gerais

Finalmente este capítulo apresentará as principais discussões e conclusões dos capítulos que compõe essa dissertação.

Serão ainda ressaltadas as principais contribuições deste trabalho.

CAPÍTULO V Referências Bibliográficas

MODELAGENS DOS ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO EM ESTUDO NO *ATP* (*ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM*)

2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para o estudo e análise do efeito de descargas atmosféricas em cargas alocadas em média (11kV/15kV) e baixa tensão (abaixo de 600V), utilizou-se o programa para estudo de transitórios *ATP* (*Alternative Transient Program*). Todas as modelagens apresentadas a seguir foram feitas através do *ATP*.

O *ATP* é um programa computacional para a simulação digital de fenômenos transitórios eletromagnéticos, assim como de natureza eletromecânica. Através desse programa é possível também efetuar simulações de redes complexas e sistemas de controle. O *ATP* tem extensas capacidades de modelagem e importantes funcionalidades adicionais para além da contagem dos regimes transitórios.

Um dos componentes do pacote de programas do *ATP* é o *ATP Launcher*, o qual é responsável por gerar um arquivo em determinado formato *ATP* a partir de uma programação que pode ser escrita no Bloco de Notas do Windows. Esta programação é a própria modelagem escrita numa linguagem entendida pelo *ATP*.

Outro componente do pacote de programas do *ATP* é o *ATPDraw*, o qual trata-se de um pré-processador gráfico sobre a plataforma *MS Windows*. No programa, o usuário pode criar um circuito elétrico, usando o mouse, através da seleção de componentes predefinidos de um amplo menu. Com base no desenho gráfico do circuito, o *ATPDraw* gera o arquivo *ATP* no formato apropriado. Todos os tipos de circuito padrão editando instalações (copiar/colar, agrupamento, girar, exportação/importação) são suportadas.

A partir do *ATPDraw* também é possível se desenhar ícones de equipamentos que não existam em seu menu. Com o arquivo *ATP* de modelagem gerado pelo *ATP Launcher*, efetua-se no *ATPDraw* um *link* através de uma janela de atributos entre tal arquivo de modelagem e o ícone desenhado. Dessa forma é possível a utilização de vários equipamentos elétricos para estudos e simulações que não existem como *default* no *ATP*.

No presente trabalho, será desenvolvido o modelo da subestação (SE) de Barueri, pertencente à AES Eletropaulo, baseado no modelo das referências [3, 4]. Para termos de estudo, não será utilizado o modelo completo, mas apenas parte da SE Barueri. A figura 2.0 ilustra o diagrama unifilar geral do sistema elétrico modelado. O sistema é constituído de uma linha de transmissão em 88kV, a qual alimenta a SE, mais precisamente, um transformador de 40MVA (88kV/13,8kV). Esta linha de transmissão será representada por um comprimento 2.700m, suficiente para simular as descargas atmosféricas que irão impactuar a SE. A SE é protegida contra transitórios por dois pára-raios: um na entrada e outro na saída da SE (uma vez que, na sua saída há alimentadores, em 13,8kV). Esta SE também possui, dentre outros componentes, dois barramentos,

quatro chaves seccionadoras, um conjunto de cabos subterrâneos, três disjuntores, um conjunto de bancos de capacitores e uma malha de aterramento interligada.

Conforme ilustrado na figura 2.1, na saída em 13,8kV da SE, há um alimentador que, ao longo da rede, alimentará três transformadores de distribuição, de 45kVA, cada.

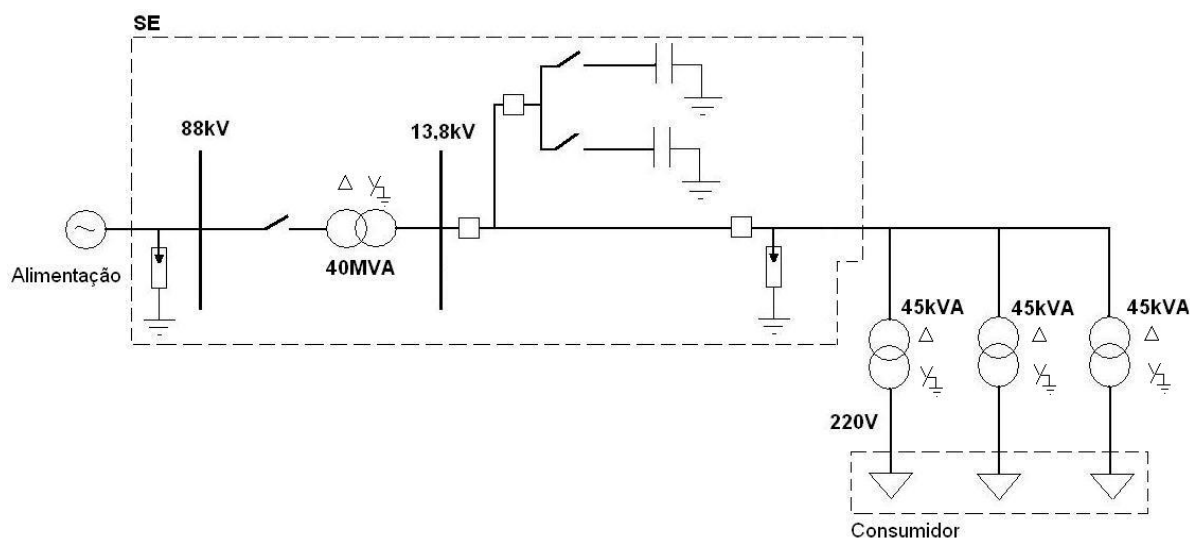


Figura 2. 1 – Diagrama unifilar geral do sistema elétrico modelado.

A Figura 2.2 ilustra a maneira com que o diagrama unifilar acima é representado, no ATPDraw.

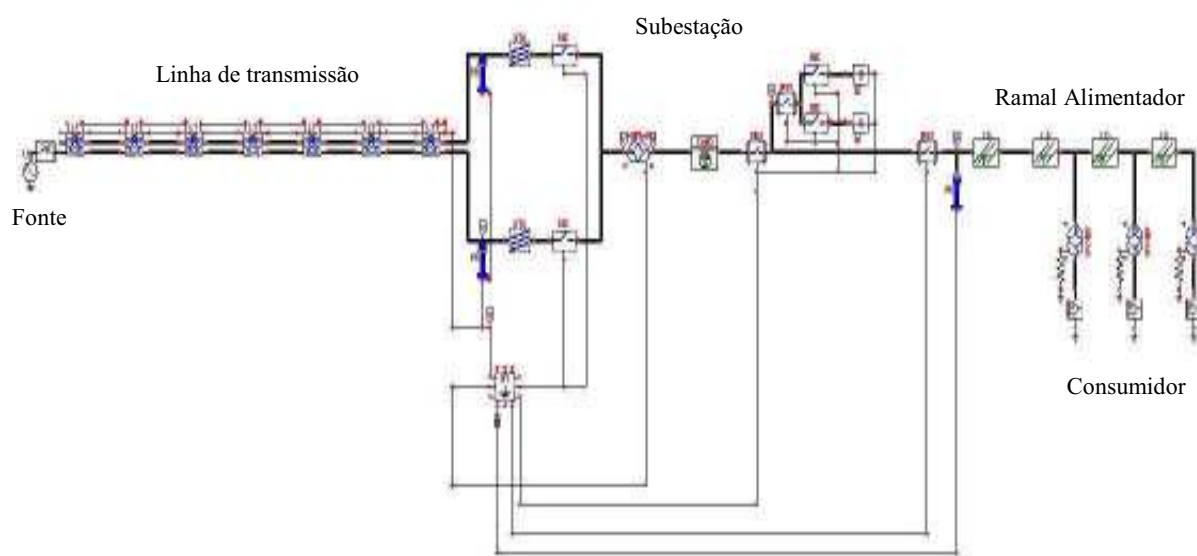


Figura 2. 2 – Diagrama Unifilar do sistema no ATPDraw.

Neste diagrama, no lado extremo esquerdo, tem-se uma fonte de tensão alternada, que alimenta o sistema. Em seguida, tem-se a representação dos 2700m da linha de 88kV.

Na parte extrema direita da figura 2.2, tem-se a saída do alimentador em 13,8kV, o qual está representado por quatro blocos, sendo que cada um deles representa um comprimento de 500m do mesmo. Assim, tem-se que o comprimento do alimentador, desde a SE até o primeiro transformador de distribuição, é de 1000m. Analogamente, a distância entre a SE e o segundo transformador é de 1500m e, até o terceiro, de 2000m. Ao final de cada transformador de distribuição, inseriu-se uma carga RL, a qual visa representar de forma simplificada os consumidores residenciais.

Uma vez que o objetivo aqui é apresentar e analisar os efeitos de descargas atmosféricas sobre a tensão de alimentação, desde o local de seu impacto até a *entrada de energia* do consumidor, não serão incluídas modelagens específicas das cargas contidas no interior das instalações dos consumidores.

As modelagens das linhas de transmissão e distribuição, bem como do interior da SE (para-raios, disjuntor, seccionadora, barramento, malha de terra, transformador de potência, cabos dos sistemas de 88 kV e 13,8 kV) foram baseadas nas referências [3, 4], que são relatórios que dizem respeito a um projeto P&D, desenvolvido pela Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia em conjunto com a AES Eletropaulo. Tal projeto teve como objetivo a análise de impactos de descargas atmosféricas, chaveamentos e curtos no interior de estações de transmissão e distribuição (ETD's). Embora os objetivos daquele P&D tenham sido diferentes das metas desta dissertação, as modelagens acima citadas são adequadas aos estudos que se pretende fazer nesta dissertação. As demais modelagens requeridas para se chegar até a um consumidor em BT serão desenvolvidas nesta dissertação.

As modelagens desenvolvidas no projeto acima referido serão apresentadas resumidamente nos itens 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.7, 2.2.8, 2.2.9, 2.2.10 e 2.11. As referências [1, 2] possuem todo o levantamento de dados para a modelagem dos equipamentos da subestação, seus componentes e das linhas de transmissão e distribuição.

As demais modelagens requeridas para esta dissertação, e não desenvolvidas nas referências [3, 4], serão apresentadas nos itens 2.2.4, 2.2.12 e 2.2.13.

É importante salientar que as modelagens para transformadores visando estudos de descargas atmosféricas no *ATP* a seguir apresentadas são universais, ou seja, o escopo para se modelar, por exemplo, um transformador de potência para estudo de descargas atmosféricas no *ATP* é sempre o mesmo. O que difere são os dados utilizados, conforme o transformador que se deseje modelar. Da mesma forma, a modelagem de um transformador para estudos de curto-circuito é sempre a mesma.

2.2 - MODELAGENS

2.2.1 - MODELAGEM DA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 88kV

As ondas de surtos atmosféricos não se propagam além de quatro ou cinco torres quando a descarga ocorre no cabo pára-raios. Por isso, somente os últimos seis vãos e torres que antecedem à subestação foram modelados. Os demais vãos foram modelados como um único, considerando os valores médios das distâncias geométricas das torres de sustentação.

Para estudos de descargas atmosféricas, utilizou-se o modelo *JMarti*, o qual considera a linha com parâmetros variáveis com a frequência. Tal modelagem será comentada nos próximos parágrafos.

Os dados para modelagem da linha de transmissão foram retirados da referência [2]. A máxima frequência empregada na modelagem da linha foi a de 500kHz, pois esta é a frequência típica de uma descarga atmosférica. Representou-se cada torre por uma impedância de surto típica de 200Ω , em série com uma resistência de pé de torre, para a qual se adotou o valor de 40Ω para 500kHz.

A modelagem da linha de 88kV, para o modelo empregado na condição de descarga atmosférica, é mostrada esquematicamente na figura 2.3.

Foram consideradas 25 torres, das quais a primeira torre é a representação das sustentações de #01 a #18. O primeiro vão representa a somatória dos vãos que estão entre as sustentações de #01 e # 19.

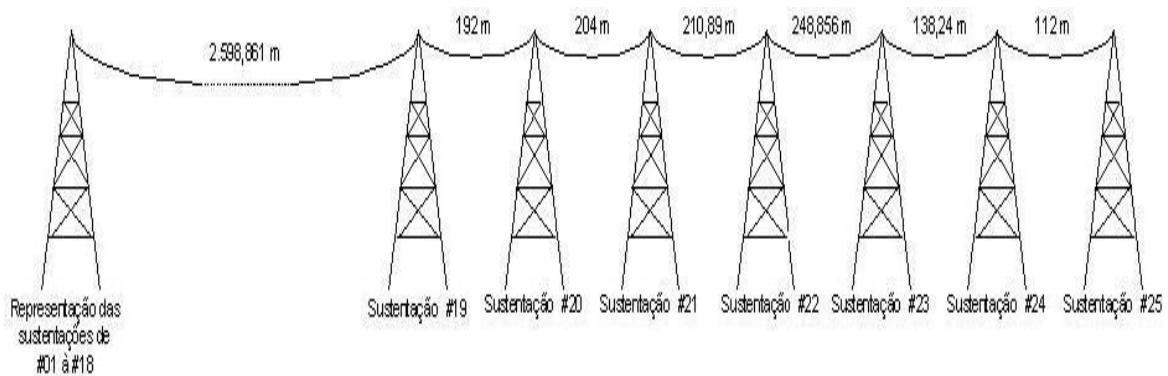


Figura 2. 3 – Representação da linha de transmissão.

Para a modelagem de uma linha de transmissão por parâmetros distribuídos no *ATP*, os dados mais relevantes são:

- As alturas de cada condutor (fase ou pára-raios) em relação ao solo,
- A flecha que ocorre entre duas sustentações, e
- A distância entre os condutores.

Esses dados podem ser variáveis ao longo do comprimento da linha, dependendo das dimensões das torres de sustentação e do perfil do solo. Portanto, para a efetivação do cálculo dos parâmetros da linha, utilizou-se os valores médios desses dados, determinados para cada vão de linha modelado.

A figura 2.4 ilustra a estrutura utilizada para o cálculo dos parâmetros do modelo da linha, cujas dimensões geométricas são determinadas pelos valores médios das sustentações ao longo de seu comprimento.

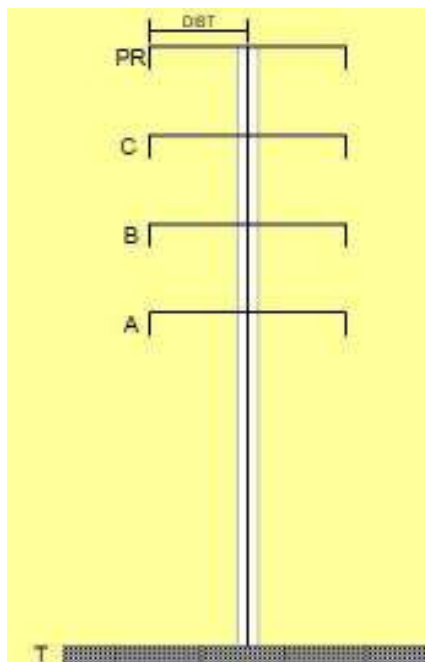


Figura 2. 4- Torre para levantamento de dados necessários para modelagem das linhas de transmissão.

O comprimento do primeiro vão é dado pela somatória de todos os comprimentos de vãos existentes entre as sustentações de #01 e #19, ou seja, 2.600m. A flecha, no ponto de menor distância entre condutor e a terra, para esse vão, é considerada a mesma para todos condutores fases e pára-raios, medindo 6,0m.

A tabela 2.1 mostra os valores médios encontrados a partir de dados da linha de transmissão Barueri.

Tabela 2. 1 – Dados geométricos médios para primeiro vão.

Torres	Distância do condutor a terra			Distância do pára-raios a terra	Distância do centro da torre/fase e centro da torre/pára-raios	Distância do centro da torre/fase e o pára-raios
#	AT [m]	BT [m]	CT [m]	PRT [m]	DistPR [m]	DistF [m]
1	14,7	17,7	20,7	34,2	2,35	2,35
2	14,7	8,5	22,3	23,8	2,4	2,4
3	11,54	14,04	16,54	20,35	0,77	1,57
4	11,84	14,34	16,84	20,65	0,77	1,57
5	14,19	17,69	21,19	25,0	1,97	2,90
6	11,84	14,34	16,84	20,65	0,77	1,57
7	14,19	17,69	21,19	25,0	1,97	2,90
8	14,19	17,69	21,19	25,0	1,97	2,90
9	14,19	17,69	21,19	25,0	1,55	2,50
10	9,74	12,24	14,74	18,55	0,77	1,57
11	14,19	17,69	21,19	25,0	1,55	2,50
12	14,19	17,69	21,19	25,0	1,55	2,50
13	11,54	14,04	16,54	20,35	0,77	1,57
14	14,69	18,19	21,69	26,20	3,00	3,00
15	14,69	18,19	21,69	26,20	3,00	3,00
16	14,69	18,49	22,29	26,80	2,10	2,10
17	14,69	18,49	22,29	26,80	2,50	2,50
18	14,69	18,49	22,29	26,80	2,10	2,10
19	14,7	18,5	22,3	25,5	2,1	2,1
Média	13,64	16,84	20,22	24,57	1,78	2,29

Os valores médios da Tabela 2.1 serão utilizados para a modelagem da torre que representará as sustentações #1 a #18.

A partir da segunda torre, que representa a sustentação #19, os valores empregados como parâmetros de modelagem para cada sustentação são os mostrados na tabela 2.2.

Tabela 2. 2 - Dados geométricos a serem utilizados para cada sustentação.

#	19	20	21	22	23	24	25
AT [m]	14,7	17,7	14,7	14,7	17,7	14,7	14,7
BT [m]	18,5	21,5	18,5	18,2	21,5	18,2	18,2
CT [m]	22,3	25,3	22,3	21,7	25,3	21,7	21,7
PRT [m]	25,5	28,5	25,5	24,9	28,5	24,9	24,9
DistPR [m]	2,1	2,1	2,1	2,4	2,1	2,4	2,4
DistF [m]	2,1	2,1	2,1	3,0	2,1	3,0	3,0

Os parâmetros para a modelagem dos vãos entre as sustentações #19 e #20, #20 e #21, #21 e #22, #22 e #23, #23 e #24, #24 e #25 são mostrados na tabela 2.3. Na referida tabela é possível encontrar as distâncias:

- entre cada fase e a terra (AT, BT, CT),
- entre o pára-raios e a terra (PRT),
- entre o centro da torre/fase e centro da torre/pára-raios (DistPR),
- entre o centro da torre/fase e o pára-raios (DistF),
- distância entre sustentações (Compr.),
- flecha para todos os condutores e cabo pára-raios.

Tabela 2. 3 - Dados geométricos a serem utilizados para os vãos subseqüentes ao primeiro

#	19-20	20 - 21	21 - 22	22 - 23	23 - 24	24 - 25
Vão	2	3	4	5	6	7
AT [m]	16,186	16,186	14,686	16,186	16,186	14,686
BT [m]	19,986	19,986	18,486	19,836	19,836	18,186
CT [m]	23,786	23,786	22,286	23,486	23,486	21,686
PRT [m]	26,986	26,986	25,486	26,686	26,686	24,886
DistPR [m]	2,1	2,1	2,1	2,25	2,25	2,40
DistF [m]	2,1	2,1	2,1	2,55	2,55	3,0
Compr. [m]	192,0	204,0	210,89	248,85	138,24	112,0
Flecha [m]	6,586	2,946	1,446	0,806	0,806	5,686
Altura no ponto mínimo [m]	9,60	13,24	13,24	12,5	15,38	9,0

Para que os modelos das linhas possam ser usados com sucesso no *ATP*, é necessário conhecer algumas características físicas dos condutores da fase e do pára-raios. Desta forma, de acordo com a referência [2] tem-se:

- Conductor Fase: RAIL-954MCM 45/7 resistência CC = 0,06ohm/km; raio = 1,4795cm.
- Conductor Pára-raios: LEGHORN resistência CC = 0,4723ohm/km; raio = 0,673cm.

Para facilitar o uso do programa *ATP* neste tipo de estudo, foi criado um ícone específico para a linha de transmissão de 88kV, que é mostrado na figura 2.5. Os dois nós de entrada e os dois nós de saída com conexões mais grossas da figura 2.5 representam as três fases. Ou seja, são duas entradas e duas saídas trifásicas. Os nós de entrada e saída com conexões com traços mais finos (logo acima dos nós das fases) representam os neutros. E por último, os dois nós na parte superior do ícone representam os cabos guarda.

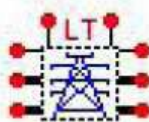


Figura 2. 5 - Ícone da linha de transmissão de 88 kV no ATPDraw.

Esse ícone será utilizado para representar os diversos vãos necessários para a modelagem da linha, sendo arquivos específicos para cada vão. Ao se aplicar um duplo *click* com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima, é possível visualizar a janela ilustrada pela figura 2.6.



Figura 2. 6 - Atributos para a linha de transmissão.

Em tal janela, o usuário tem acesso ao *Browse* que é utilizado para selecionar o arquivo específico do vão da linha a ser representado.

2.2.2 - MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO DE 13,8kV

Para o estudo de descargas atmosféricas adotou-se o modelo de *Bergeron*, disponível no *ATP*. Tal modelo representa a linha através de ondas viajantes com perdas concentradas. Sabe-se que, na realidade, as perdas resistivas encontrem-se distribuídas continuamente ao longo dos condutores. Entretanto, uma representação dessa forma resultaria em um modelo matemático mais complexo. Sendo assim, uma opção mais simples, adotada no modelo de *Bergeron*, mas também eficiente, é concentrar 50% da resistência do condutor no meio e 25% na suas extremidades, de forma que, em cada propagação da onda pelo mesmo, as perdas resistivas sejam contabilizadas nas terminações do condutor.

Assim como para a modelagem das linhas de transmissão, todos os valores necessários para a modelagem dos postes de saída padrão também foram retirados da referência [2]. Para este estudo modelou-se trechos de linha de distribuição de 500m.

Para o desenvolvimento da linha de distribuição no *ATP* foi criado um ícone específico que é mostrado na figura 2.7. Tanto os pontos de entrada quanto de saída englobam as três fases.

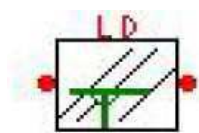


Figura 2. 7- Ícone para as linhas de distribuição no ATPDraw.

Ao se aplicar um duplo *click* com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima, é possível visualizar a janela ilustrada pela figura 2.8. Em tal janela, o usuário tem acesso ao *Browse* que é utilizado para selecionar o arquivo específico do vão da linha a ser representado.

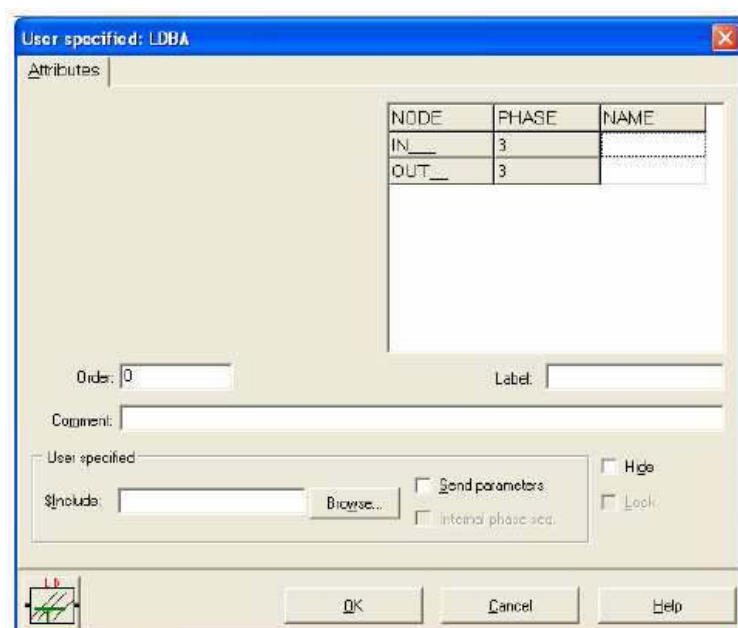


Figura 2. 8- Atributos para as linhas de distribuição.

2.2.3 - MODELAGEM DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 88 /13,8 kV

Uma vez que, para o estudo de descargas atmosféricas, o acoplamento magnético entre as três fases do transformador não é relevante, utilizou-se o modelo monofásico de transformador saturável existente no *ATP*. Assim, a modelagem do transformador de potência trifásico foi feita considerando um banco de transformadores monofásicos ligados em delta no primário (AT) e em estrela aterrada no secundário (BT).

Para o estudo de descargas atmosféricas é importante que todas as capacitâncias de fuga sejam representadas. Sendo assim, as capacitâncias foram agrupadas em três valores típicos, sendo: capacitância de fuga do enrolamento do primário para a terra; capacitâncias de fuga do enrolamento do secundário para a terra; e capacitância de fuga entre os enrolamentos primário e secundário.

Para a análise de fenômenos transitórios rápidos ou extra rápidos, tais como descargas atmosféricas ou chaveamento de manobras, a característica de magnetização do transformador não é fundamental. Sendo assim, tal

característica foi considerada linear e representada por um único ponto que representa a condição nominal.

Os dados utilizados para a modelagem do transformador são [1]:

- potência nominal (40MVA);
- tensão nominal primário (88kV);
- tensão nominal do secundário (13,8kV);
- resistência dos enrolamentos lado da alta (0,77494Ω) e da baixa (0,00882Ω);
- corrente de excitação (0,30%);
- perda no ferro (24kW);
- perda em carga (112,240kW);
- impedância de dispersão (25%).

Através desses dados, foram efetuados alguns cálculos requeridos para a modelagem (valores das indutâncias da alta e baixa tensão, da corrente a vazio e do fluxo nominal - Estes dois últimos constituem o ponto que representa a característica de magnetização do transformador).

Os cálculos efetuados para a modelagem do transformador de potência encontram-se a seguir.

Inicialmente calculam-se as impedâncias bases para o primário e secundário:

Impedância base do lado primária (AT):

$$Z_{b1} = \frac{V^2}{P} \times 3 \rightarrow Z_{b1} = \frac{(88 \times 10^3)^2}{4 \times 10^6} \times 3 \rightarrow Z_{b1} = 583,443\Omega$$

Impedância base do lado secundário (BT):

$$Z_{b2} = \frac{V^2}{P} \rightarrow Z_{b2} = \frac{(13,8 \times 10^3)^2}{4 \times 10^6} \rightarrow Z_{b2} = 4,761 \Omega$$

Em seguida calcula-se a reatância e a indutância primária e secundária, as quais são utilizadas na modelagem:

Reatância (AT):

$$X_1 = \frac{Z_{b1}}{2} \times Z_{\%} \rightarrow X_1 = \frac{583,443}{2} \times 25\% \rightarrow X_1 = 72,93 \Omega$$

Indutância (AT):

$$L_1 = \frac{X_1}{2\pi f} \times 10^3 \rightarrow L_1 = \frac{72,93}{377} \times 10^3 \rightarrow L_1 = 193,45 mH$$

Reatância (BT):

$$X_2 = \frac{Z_{b2}}{2} \times Z_{\%} \rightarrow X_2 = \frac{4,761}{2} \times 25\% \rightarrow X_2 = 0,5951 \Omega$$

Indutância (BT):

$$L_2 = \frac{X_2}{2\pi f} \times 10^3 \rightarrow L_2 = \frac{0,5951}{377} \times 10^3 \rightarrow L_2 = 1,5786 mH$$

Também são requeridos os valores de corrente nominal, corrente a vazio e fluxo nominal, cujos cálculos estão apresentados a seguir:

Corrente nominal monofásica:

$$I_{1\phi} = \frac{P_{1\phi}}{V} \rightarrow I_{1\phi} = \frac{40 \times 10^6}{88,2 \times 10^3} \rightarrow I_{1\phi} = 151,17 A$$

Corrente a vazio:

$$I_0 = I_{0\%} \times I_{1\phi} \times \sqrt{2} \times 1,33 \rightarrow I_0 = 0,30\% \times 151,17 \times \sqrt{2} \times 1,33 \rightarrow I_0 = 0,8530 A$$

Fluxo nominal:

$$\lambda_n = \frac{V}{4,44 \times f} \rightarrow \lambda_n = \frac{88 \times 10^3}{4,44 \times 60} \rightarrow \lambda_n = 331,08 Wbesp$$

O valor de corrente I_0 e o fluxo λ_n constituem o ponto que representa a característica de magnetização do transformador.

As capacitâncias utilizadas para a modelagem, retiradas da referência [3], são: entre os enrolamentos de alta e baixa (8000pF), entre os enrolamentos e a terra (8000pF). As capacitâncias de fuga das buchas também são representadas tanto do lado da alta (300pF), quanto do lado da baixa (150pF). A inclusão de tais capacitâncias nas simulações é de fundamental importância, pois são as responsáveis pela propagação do surto desde o lado primário, rumo ao secundário do transformador. Estes valores de capacitâncias são específicos para este caso e qualquer mudança em seus valores implicará em resultados diferentes.

A figura 2.9 ilustra o ícone elaborado para a representação do transformador de potência no ATP, com um nó primário e um nó secundário, ambos trifásicos, e um terceiro nó monofásico, para aterramento.

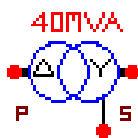


Figura 2. 9– Ícone para o transformador de potência no ATPDraw

Ao se aplicar um duplo *click* com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima, é possível visualizar a janela ilustrada pela figura 2.10. Em tal janela o usuário tem acesso ao *Browse*, que é utilizado para selecionar o arquivo específico do vão da linha a ser representado.

NODE	PHASE	NAME
TR401	3	
TR402	3	
XTRGND	1	

Figura 2. 10– Atributos para o transformador de potência.

2.2.4 - MODELAGEM DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO 13,8KV /220 V

Os dados utilizados para a modelagem do transformador foram baseados em um transformador típico [26] e são:

- potência nominal (45kVA),
- tensão nominal primário (13,8kV),
- tensão nominal do secundário (220V),
- impedância percentual (3,5%),
- perdas no ferro (221W),
- perdas totais (1000W),
- corrente de excitação (3,7%).

O enrolamento do lado de alta tensão está conectado em delta e o da baixa tensão, em estrela.

Através desses dados foram efetuados alguns cálculos para a modelagem. Foram obtidos os valores das indutâncias e resistências da alta e

baixa tensão, da corrente a vazio e do fluxo nominal. Estes dois últimos constituem o ponto que representa a característica de magnetização do transformador.

Os cálculos efetuados para a modelagem do transformador de distribuição encontram-se a seguir.

Inicialmente calculam-se as impedâncias bases para o primário e secundário:

Impedância base do lado primária (AT):

$$Z_{b1} = \frac{V^2}{P} \times 3 \rightarrow Z_{b1} = \frac{(13,8 \times 10^3)^2}{45 \times 10^3} \times 3 \rightarrow Z_{b1} = 12696\Omega$$

Impedância base do lado secundário (BT):

$$Z_{b2} = \frac{V^2}{P} \rightarrow Z_{b2} = \frac{(220)^2}{45 \times 10^3} \rightarrow Z_{b2} = 1,075\Omega$$

Em seguida, calcula-se a resistência dos enrolamentos, a reatância e a indutância primária e secundária, as quais são utilizadas na modelagem:

Resistência percentual:

$$R_{\%} = \frac{P_{\text{totais}}}{S} \times 100 \rightarrow R_{\%} = \frac{1000}{45000} \times 100 \rightarrow R_{\%} = 2,22\%$$

Impedância (AT):

$$Z_1 = \frac{Z_{b1}}{2} \times 3,5\% \rightarrow Z_1 = \frac{12696}{2} \times 3,5\% \rightarrow Z_1 = 222,18\Omega$$

Resistência (AT):

$$R_1 = Z_1 \times 2,22\% \rightarrow R_1 = 222,18 \times 2,22\% \rightarrow R_1 = 4,932\Omega$$

Reatância (AT):

$$X_1 = \sqrt{(Z_1)^2 - (R_1)^2} \rightarrow X_1 = \sqrt{(222,18)^2 - (4,932)^2} \rightarrow X_1 = 222,24\Omega$$

Indutância (AT):

$$L_1 = \frac{X_1}{2\pi f} \times 10^3 \rightarrow L_1 = \frac{222,24}{377} \times 10^3 \rightarrow L_1 = 589,5mH$$

Impedância (BT):

$$Z_2 = \frac{Z_{b2}}{2} \times 3,5\% \rightarrow Z_2 = \frac{1,075}{2} \times 3,5\% \rightarrow Z_2 = 0,01882\Omega$$

Resistência (BT):

$$R_2 = Z_2 \times 2,22\% \rightarrow R_2 = 0,01882 \times 2,22\% \rightarrow R_2 = 0,417m\Omega$$

Reatância (BT):

$$X_2 = \sqrt{(Z_2)^2 - (R_2)^2} \rightarrow X_2 = \sqrt{(0,01882)^2 - (0,000417)^2} \rightarrow X_2 = 0,01882\Omega$$

Indutância (BT):

$$L_2 = \frac{X_2}{2\pi f} \times 10^3 \rightarrow L_2 = \frac{0,01882}{377} \times 10^3 \rightarrow L_2 = 0,0386mH$$

Outros dados necessários à simulação são:

Corrente nominal monofásica:

$$I_{1\phi} = \frac{P_{1\phi}}{V} \rightarrow I_{1\phi} = \frac{45 \times 10^3}{13,8 \times 10^3} \rightarrow I_{1\phi} = 1,087A$$

Corrente a vazio:

$$I_0 = I_{0\%} \times I_{1\phi} \times \sqrt{2} \times 1,33 \rightarrow I_0 = 3,7\% \times 1,087 \times \sqrt{2} \times 1,33 \rightarrow I_0 = 0,07563A$$

Fluxo nominal:

$$\lambda_n = \frac{V}{4,44 \times f} \rightarrow \lambda_n = \frac{13,8 \times 10^3}{4,44 \times 60} \rightarrow \lambda_n = 51,80Wbesp$$

O valor de corrente I_0 e o fluxo λ_n constitui o ponto que representa a característica de magnetização do transformador.

Os valores das capacitâncias utilizadas para a modelagem foram estimados através de um gráfico da potência do transformador (MVA /fase) em função de sua capacitância (pF), presente na referência [22]. Como o transformador modelado aqui é de baixa potência, fez-se uma extrapolação linear, estimando-se os valores das capacitâncias: entre os enrolamentos de alta e baixa (1279,4pF), entre os enrolamentos e a terra (AT = 340pF / BT = 2800pF) e as capacitâncias de fuga das buchas (160pF). Da mesma forma que para a modelagem do transformador de potência, estas capacitâncias são as responsáveis pela propagação do surto desde o primário, até atingir o secundário do transformador. Estes valores de capacitâncias são específicos para este caso e qualquer mudança em seus valores implicará em resultados diferentes.

A figura 2.11 ilustra o ícone elaborado para a representação do transformador de distribuição no ATP, com um nó primário e um nó secundário trifásicos e um terceiro nó monofásico para aterramento.

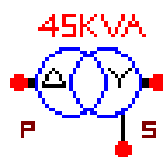


Figura 2. 11– Ícone para o transformador de distribuição no ATPDraw.

Ao se aplicar um duplo *click* com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima, é possível visualizar a janela ilustrada pela figura 2.12. Em tal janela o usuário tem acesso ao *Browse*, que é utilizado para selecionar o arquivo específico do vão da linha a ser representado.

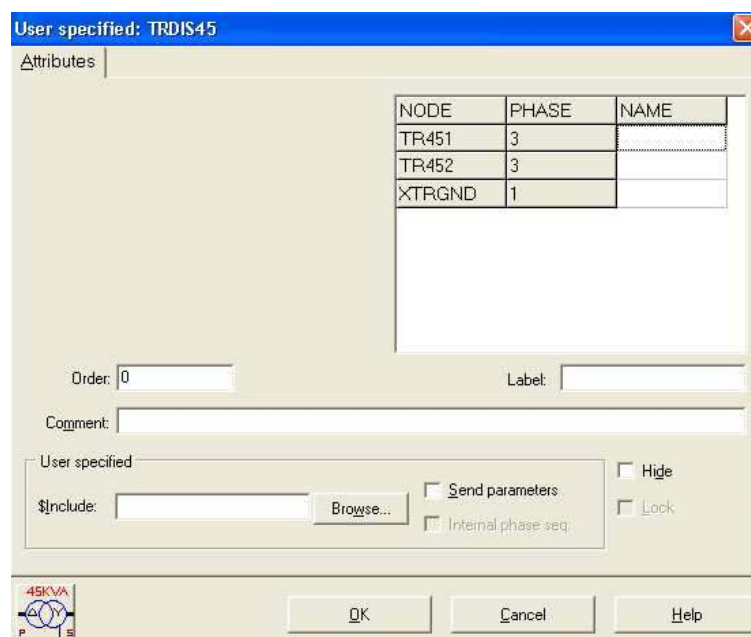


Figura 2. 12– Atributos para o transformador de distribuição.

2.2.5 - MODELAGEM DA CHAVE SECCIONADORA

Para as chaves seccionadoras, utilizou-se o modelo de chave comum existente no *ATP*, acrescentando-se as capacitâncias de fugas. Todos os dados para esta modelagem foram retirados da referência [1].

As capacitâncias de fuga das buchas presentes nas chaves seccionadoras são representadas internamente como sendo uma capacitância para a terra, a qual, para a classe de 88kV é de 300pF e para a classe de 13,8kV é de 150pF. Para a característica de funcionamento desse modelo, admite-se a informação do instante de abertura, ou seja, caso a chave esteja na posição *aberta*, pode-se estabelecer um instante a partir do qual os pólos da chave se fecham e um outro instante, a partir do qual os pólos se abrem.

O modelo de chave seccionadora criado é trifásico e os três pólos operam simultaneamente. A figura 2.13 ilustra o ícone elaborado para a representação desta chave no *ATP*, com dois nós para conexões trifásicas e um terceiro nó monofásico para aterramento. Caso este nó não seja ligado à terra a chave opera como se não houvesse capacitância de fuga.

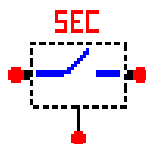
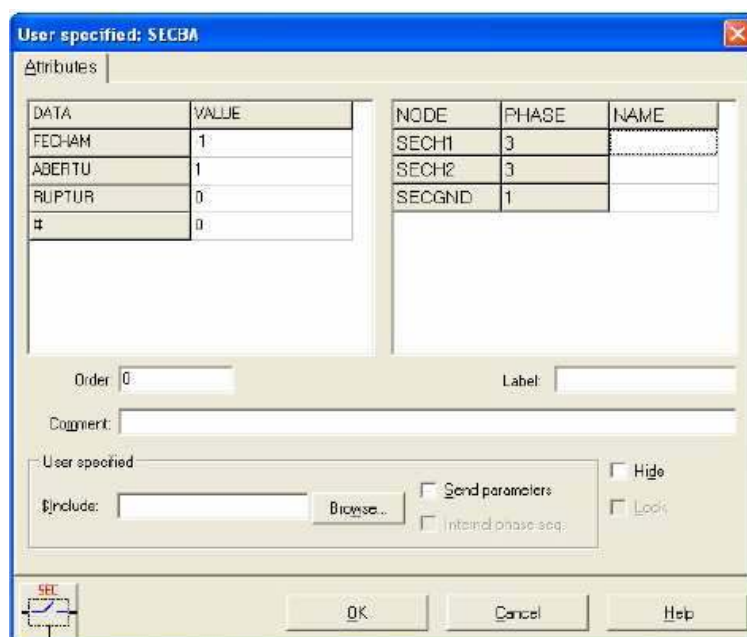


Figura 2. 13– Ícone para a chave seccionadora no ATPDraw.

Com um duplo *click*, com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.13.

Nesta janela de atributos os dados FECHAM, ABERTU, RUPTUR e # significam, respectivamente: tempo de fechamento dos pólos em segundos; tempo de abertura também em segundos; corrente de ruptura em Ampère e requisito para opções de saída.



User specified: SECBA

Attributes

DATA	VALUE
FECHAM	1
ABERTU	1
RUPTUR	0
#	0

NODE	PHASE	NAME
SECH1	3	
SECH2	3	
SECGND	1	

Order: 0 Label:

Comment:

User specified

\$include: Browse... Send parameters Hide

Interd phase seq: Lock

OK Cancel Help

Figura 2. 14 – Atributos para a chave seccionadora

2.2.6 - MODELAGEM DO DISJUNTOR

Para a modelagem dos disjuntores empregou-se um modelo de chave comum, utilizada pelo ATP, tal como feito para as chaves seccionadoras. Todos os dados para esta modelagem foram retirados da referência [1]. Novamente, as capacitâncias de fuga das buchas existentes em tal equipamento são

representadas internamente no modelo desenvolvido no *ATP*, como sendo uma capacitância para a terra, a qual, para a classe de 88kV é de 300pF e para a classe de 13,8kV é de 150pF. O modelo de disjuntor é trifásico, sendo que os três pólos possuem os mesmos tempos de abertura e de fechamento.

A figura 2.15 ilustra o ícone elaborado para a representação da chave seccionadora no *ATP*, com dois nós para conexões trifásicas e um terceiro nó monofásico para aterramento. Caso este nó não seja ligado à terra, a chave opera como se não houvesse capacitância de fuga.

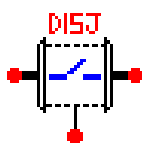
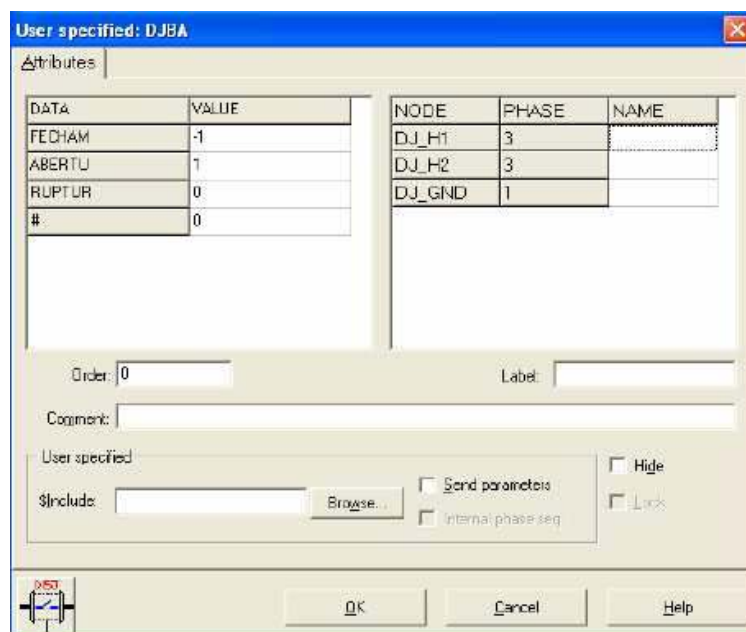


Figura 2. 15– Ícone para o disjuntor no ATPDraw.

Com um duplo *click*, com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima, é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.16. Assim como para a seccionadora, nesta janela de atributos os dados FECHAM, ABERTU, RUPTUR e # significam, respectivamente: tempo de fechamento dos pólos em segundos; tempo de abertura também em segundos; corrente de ruptura em [A] e requisito para opções de saída.



DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
FECHAM	-1	DJ_H1	3	
ABERTU	1	DJ_H2	3	
RUPTUR	0	DJ_GND	1	
#	0			

Figura 2. 16– Atributos para o disjuntor.

2.2.7 - MODELAGEM DO PÁRA - RAIOS

Através dos dados de ensaios presentes na referência [1] efetuou-se a modelagem dos pára-raios no *ATP*. A capacitância de fuga da bucha existente nos pára-raios é representada internamente no modelo como sendo uma capacitância para a terra, cujo valor adotado é de 300 pF.

Para a modelagem da curva de operação dos pára-raios no ATP, os dados necessários são:

- A tensão nominal (88 kV);
- A máxima tensão residual para onda 8x20μs 5 kA – 202,6 kV de crista;
- Valor da tensão para uma corrente de 5 mA: 86,8 kV eficaz.

Através da equação abaixo [3], pode-se representar a curva de operação do pára-raios ZnO, determinando-se os parâmetros p e q . Adota-se uma tensão de referência igual a duas vezes o valor da nominal. Portanto, $V_{ref} = 176\text{kV}$.

$$I = p \times \left(\frac{V}{V_{ref}} \right)^q$$

Onde:

$$V_{ref} = 2 \times V_n = 2 \times 88 = 176\text{kV}$$

Considerando-se os valores de crista da tensão e corrente extraídos dos dados dos ensaios da referência [1] e mostrados na tabela a seguir, tem-se o seguinte procedimento para a determinação de p e q .

Tabela 2. 4 - Tensão e corrente extraídas dos dados de ensaios do pára-raios

Corrente [A] (crista)	Tensão [kV] (crista)
$7,07 \times 10^{-3}$	122,75
$5,0 \times 10^{-3}$	202,06

- Para determinar o valor de q :

$$\frac{7,07 \times 10^{-3}}{5,0 \times 10^3} = \left(\frac{122,75}{202,06} \right)^q \rightarrow q = 27,245$$

- Em seguida determina-se p :

$$I = p \times \left(\frac{V}{V_{ref}} \right)^q \rightarrow 5,0 \times 10^3 = p \times \left(\frac{202,06}{176} \right)^{27,045} \rightarrow p = 34,0712$$

A figura 2.17 ilustra o ícone elaborado para a representação do pára-raios de ZnO 88kV no *ATP*. Adotou-se modelagem trifásica. A representação também é trifásica. No ícone, pelo nó de cima, que é trifásico, ligam-se as três fases e, pelo nó de baixo, o qual é monofásico, liga-se o terra.



Figura 2. 17 – Ícone do pára-raios no ATPDraw

Com um duplo *click*, com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura anterior é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.18.

User specified: PRBA

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
#	0	PRBAR	3	
		PRBGND	1	

Order: 0 Label:

Comment:

User specified

\$include: Browse... Send parameters: Hide

Internal phase seq. Look

OK Cancel Help

Figura 2. 18 – Atributos para o pára-raios

Para a modelagem do pára-raios no nível de 13,8kV procedeu-se da mesma forma como foi feito para o nível de 88kV descrito acima. Os dados foram retirados dos dados de ensaios de pára-raios de 13,8kV presentes na referência [1].

2.2.8 - MODELAGEM DO BARRAMENTO

Para o estudo de descargas atmosféricas no *ATP*, os barramentos foram representados através de um modelo de ondas viajantes, com perdas concentradas, denominado “modelo de Bergeron”. Sabe-se que, na realidade, as perdas resistivas encontrem-se distribuídas continuamente ao longo dos condutores. Entretanto, uma representação dessa forma resultaria em um modelo matemático mais complexo. Sendo assim, uma opção mais simples, mas também eficiente, é concentrar 50% da resistência do condutor no meio e 25% na suas extremidades, de forma que, em cada propagação da onda pelo mesmo, as perdas resistivas sejam contabilizadas nas terminações do condutor, equivalentes a uma viagem completa pelo cabo. Todos os dados para esta modelagem foram retirados da referência [1].

A figura 2.19 ilustra o ícone elaborado para a representação do barramento no *ATP*. A representação é trifásica.



Figura 2. 19 – Ícone do barramento no ATPDraw.

Com um duplo *click*, com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura acima é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.20.

User specified: BTBA

Attributes

NODE	PHASE	NAME
IN_	3	
OUT1_	3	

Order: 0 Label:

Comment:

User specified

\$include: Browse...

☐ Send parameters ☐ Hide

☐ Internal phase seq. ☐ Lock

OK Cancel Help

Figura 2. 20– Atributos para o barramento

2.2.9 - MODELAGEM DOS CABOS SUBTERRÂNEOS

Sendo fiel ao modelo real da SE Barueri, utilizou-se cabos subterrâneos na saída da SE em estudo. Optou-se por tal configuração por ser bastante comum o uso de tais cabos em subestações urbanas. Todos os dados para esta modelagem foram retirados da referência [1].

Efetuiu-se a determinação dos parâmetros dos cabos subterrâneos através da rotina *Cable Constants* do *ATP*. Para tanto, são necessários os seguintes dados:

- raio do condutor,
- espessura da isolamento,
- espessura da blindagem e da capa externa,
- permeabilidade e permissividade elétrica,
- arranjo geométrico do sistema dos cabos e sua forma de instalação.

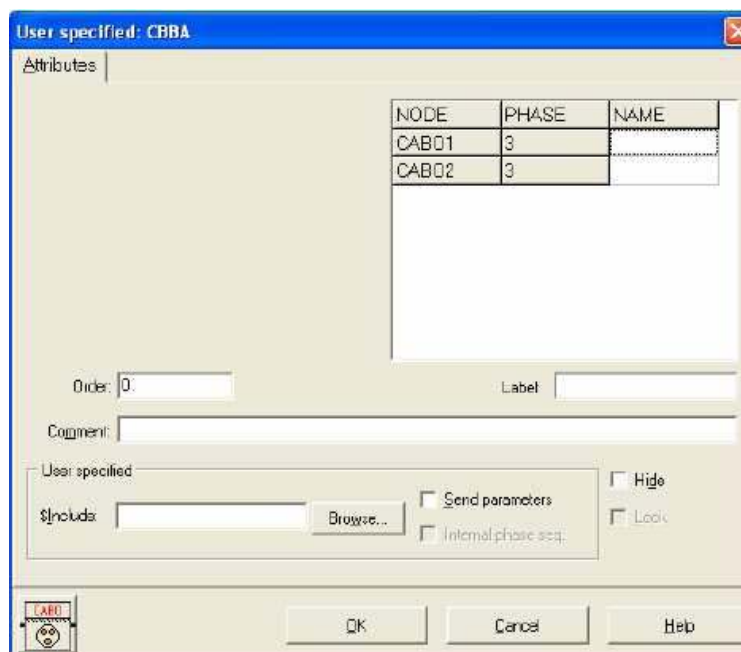
A rotina *Cable Constants* possibilita ao usuário calcular os parâmetros do cabo para diferentes valores de frequências definidas em um intervalo. É necessário apenas informar o valor da frequência inicial, o número de décadas que se deseja analisar e a quantidade de pontos por década. Por fim, utilizando-se o modelo *JMarti* do *ATP*, é possível obter-se, com os parâmetros obtidos para o cabo em toda essa faixa de frequências, um modelo no domínio do tempo que represente a variação dos parâmetros do cabo com a frequência. Esse modelo corrige os parâmetros em função do efeito pelicular e apresenta parâmetros distribuídos, permitindo assim o estudo da propagação e reflexão de ondas, e, portanto, a análise de descargas atmosféricas.

O cabo modelado é de 300mm² trifásico e interliga a subestação blindada à rede de distribuição. A figura 2.21 ilustra o ícone elaborado para a representação do barramento no *ATP*.



Figura 2. 21 – Ícone do cabo subterrâneo no ATPDraw.

Com um duplo *click*, com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura 2.21 é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.22.



NODE	PHASE	NAME
CABO1	3	
CABO2	3	

Figura 2. 22 – Atributos para o cabo subterrâneo.

2.2.10 - MODELAGEM DO BANCO DE CAPACITORES

Desenvolveu-se dois modelos de banco de capacitores, um de 2,4MVar e outro de 1,2MVar. Para ambos há um reator por fase, o qual possui os seguintes dados: uma resistência de $9,6\text{m}\Omega$ e uma indutância de $180\mu\text{H}$. Cada fase do banco é representada por um circuito RLC, onde a capacitância é de $33,43\mu\text{F}$ para o banco de 2,4MVar e $16,71\mu\text{F}$ para o banco de 1,2MVar. Cada modelo é ligado em estrela aterrada. Mais uma vez, todos os dados para esta modelagem foram retirados da referência [1].

A figura 2.23 ilustra o ícone elaborado para a representação do banco de capacitores no ATPDraw. O ícone é o mesmo para os dois bancos modelados.

O nó de cima do ícone é trifásico e é onde se ligam as três fases. O nó de baixo é monofásico e é onde se liga o terra.

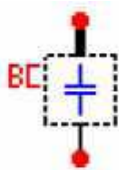


Figura 2. 23– Ícone do banco de capacitores no ATPDraw.

Com um duplo *click*, com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura 2.23 é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.24. Através dessa janela se insere o arquivo de modelagem e, assim, os bancos de capacitores são diferenciados.

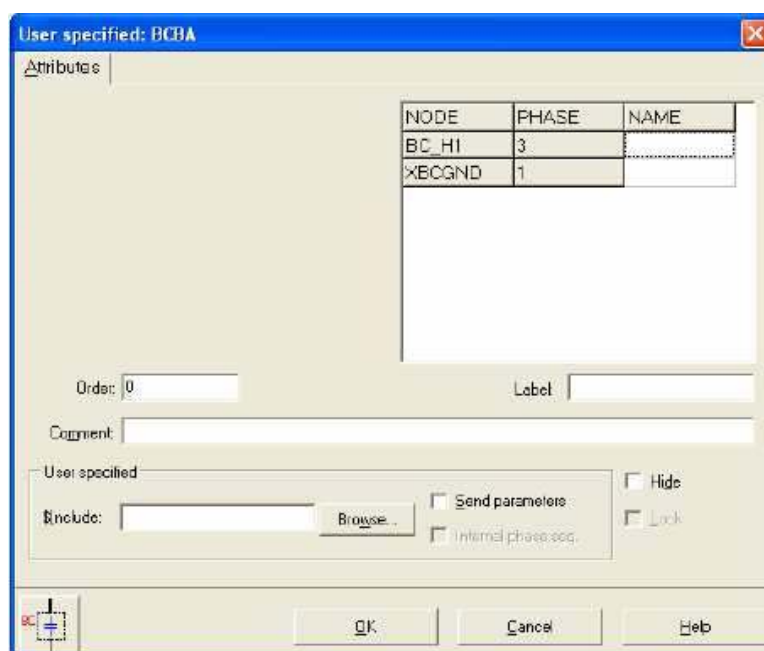


Figura 2. 24 – Atributos para o banco de capacitores.

2.2.11 - MODELAGEM DA MALHA DE TERRA

O modelo da malha de terra apresentado no presente trabalho abrange a malha completa da Subestação de Barueri.

Para a modelagem da malha de terra fez-se inicialmente um estudo detalhado das referências bibliográficas [16, 17, 18, 23]. Analisando tais referências observou-se que a grande maioria delas representava os condutores

da malha de terra como circuitos PI 's, desprezando o efeito capacitivo dos cabos, ou seja, um condutor é representado por sua indutância e uma resistência ligada a terra. A resistência própria dos condutores de aterramentos pode ser desprezada.

Para a modelagem de malha de terra seguiu-se em especial a referência [23], através da qual se encontrou a maneira com que um condutor (e/ou haste) aterrado poderia ser representado por uma resistência ligada à terra.

Antes de começar a modelar a malha de terra da SE de Barueri foi necessário fazer um breve estudo da disposição dos condutores e das hastes que a constituem. Tais dados foram retirados da referência [1]. A figura 2.25 a seguir mostra a constituição da malha de terra com seus condutores e hastes.

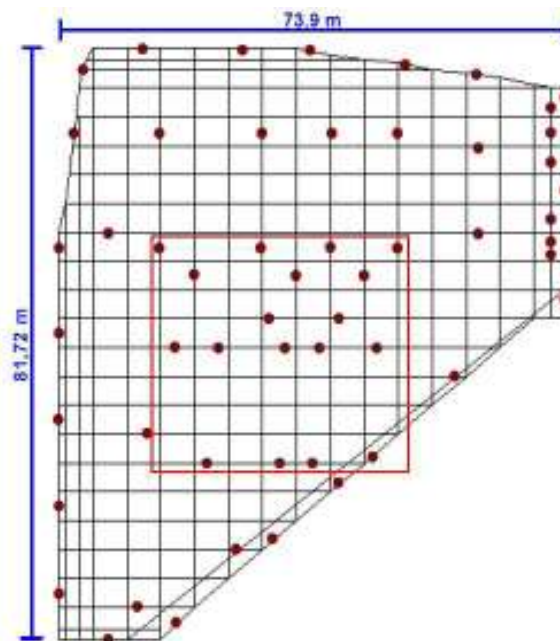


Figura 2. 25 – Malha de terra da subestação do sistema modelado.

A malha de terra a ser modelada possui:

- 24 condutores horizontais;
- 19 condutores verticais;
- 54 hastes, das quais 21 se encontram na periferia da malha e 33 em seu interior.

Nota-se que existe uma área que possui maior concentração de hastes (18), a qual está em destaque na figura acima pelo quadrado de linhas

vermelhas. Esta área é referente à localização dos transformadores e a sala de conjuntos blindados;

- Os maiores comprimentos horizontal e vertical são 73,9 m e 81,72 m, respectivamente.

Iniciou-se a modelagem através da divisão da malha de terra em circuitos *PI*'s. Para tanto, levou-se em consideração algumas regras, principalmente em relação a efeitos de descargas atmosféricas, sendo:

- Os surtos com suas frentes de onda e tempos de subida típicos, estão associados à faixa de frequência entre 10kHz e 1MHz.
- Assumindo a máxima frequência em estudo como sendo 1MHz, tem-se o comprimento de onda de 300m.
- Ao se representar a malha de terra através de modelos de parâmetros concentrados, cada “*PI*” não pode representar mais que 1/10 do menor comprimento de onda envolvido.

Deste último item entende-se que cada célula “*pi*” pode representar no máximo 30m da malha. A divisão da malha de terra em circuitos *PI*'s é apresentada na figura 2.26 a seguir.

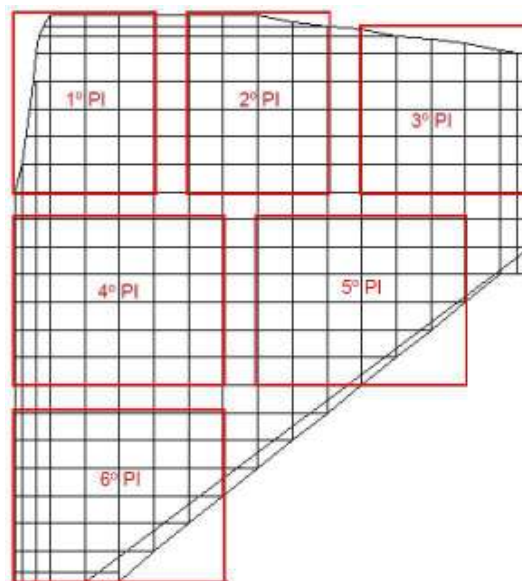


Figura 2. 26 – Malha de terra dividida em PI's.

Abaixo é apresentada a tabela 2.5 com os detalhes de todos os circuitos PI's, compreendendo o número de condutores na horizontal e na vertical com seus respectivos comprimentos, e a distância média entre os mesmos.

Tabela 2. 5 – Detalhe de todos os PI's da malha de terra.

PI	Condutor	Número	Comprimento (m)	Distância (m)
1	Horizontal	9	19,90	2,80
	Vertical	5	25,22	3,98
2	Horizontal	8	20,00	3,153
	Vertical	5	25,22	4,00
3	Horizontal	7	24,00	3,60
	Vertical	7	25,22	3,43
4	Horizontal	7	29,90	3,43
	Vertical	9	24,00	3,32
5	Horizontal	7	26,67	3,428
	Vertical	7	24,00	3,81
6	Horizontal	8	31,50	3,063
	Vertical	9	24,50	3,50

Existem ainda os condutores que estão interligando cada circuito PI, como pode ser visto na figura 2.27.

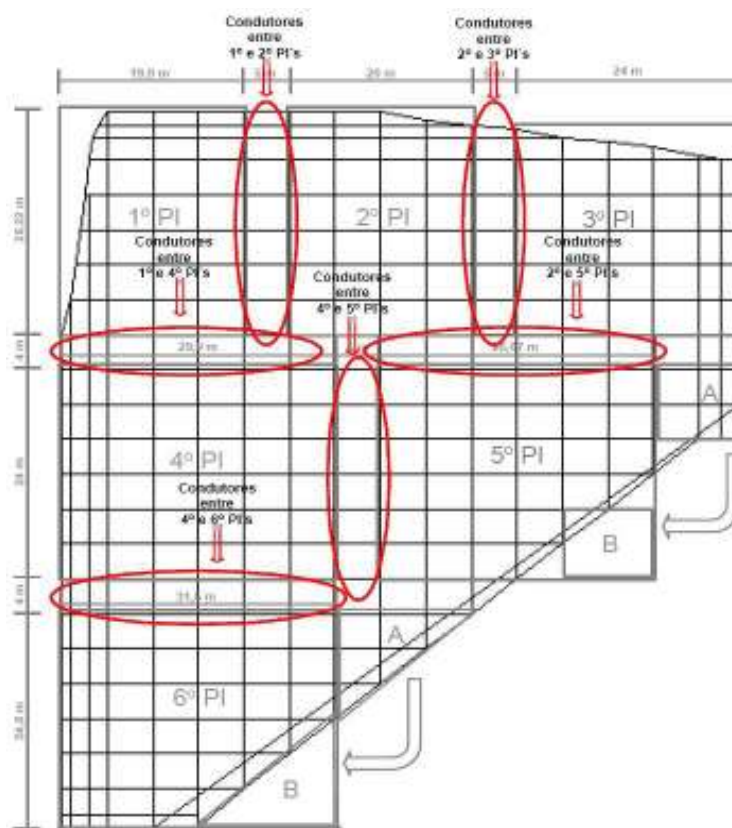


Figura 2. 27– Condutores entre os circuitos PI's da malha de terra.

A tabela 2.6 ilustra os detalhes dos condutores entre os circuitos PI's, compreendendo o número de condutores, bem como a distância média entre os mesmos e seus respectivos comprimentos.

Tabela 2. 6 – Detalhe de todos os condutores entre os PI's da malha de terra.

PI	Número	Comprimento (m)	Distância (m)
1-2	9	5	3,03
2-3	8	5	3,40
1-4	8	4	3,48
2-5	8	4	3,48
4-5	7	5	3,89
4-6	9	4	2,74

Representou-se cada circuito PI pelo conjunto de condutores que o constitui. Cada condutor é formado por uma indutância e uma resistência ligada

a terra. É importante ressaltar que para a determinação da indutância deve-se considerar a indutância própria e a mútua entre os condutores, assim como para o cálculo da resistência deve-se considerar a influência dos condutores próximos.

Para determinar a indutância do condutor (própria e mútua) utilizou-se uma sub-rotina do *ATP* conhecida como *Cable Constants*, a mesma utilizada para a modelagem dos cabos subterrâneos. Tal sub-rotina permite que o usuário, de posse dos dados geométricos do condutor, obtenha parâmetros elétricos, tais como indutância própria e mútua, resistência e capacitância para a terra.

Depois de obtidos os valores de indutância própria e mútua, efetuou-se o cálculo da indutância equivalente dos condutores de cada circuito *PI*.

Para tanto se montou no *ATPDraw* um circuito com 9 condutores idênticos em paralelo, submetendo-os a uma fonte de tensão. Colocou-se cada condutor um a um em paralelo com os demais. Através de estudos deste circuito, concluiu-se que a indutância equivalente para cada *PI* pode ser calculada através da seguinte fórmula [3]:

$$L_{eq} = \frac{1}{n} \times \left(L_{ii} + \sum_{j=2}^n M_{ij} \right)$$

Onde:

L_{eq} - Indutância série equivalente

L_{ii} - Indutância própria

n - Número de condutores (horizontais ou verticais);

M_{ij} - Indutância mútua

As indutâncias representativas dos condutores que interligam os *PI*'s foram obtidas com esta mesma metodologia.

Para a determinação da resistência de cada condutor a terra utilizou-se a seguinte equação [23]:

$$R_l = \frac{\rho_a}{2\pi d} \left[\ln \left(\frac{2l^2}{rp} \right) - 2 + 2\frac{p}{l} - \left(\frac{p}{l^2} \right) + \frac{l}{2} \left(\frac{p}{l^4} \right) \right]$$

Onde:

- ρ_a - Resistividade aparente do solo [Ωm];
- l - Comprimento do condutor [m];
- r - Raio do condutor [m];
- p - Profundidade do condutor no solo [m].

Para o cálculo da resistência equivalente de cada circuito *PI* utilizou-se a seguinte equação [23]:

$$R = \frac{R_l}{N} + \frac{\rho_a}{N\pi d} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots \frac{1}{N} \right)$$

Onde:

- ρ_a - Resistividade aparente do solo [Ωm];
- N - Número de condutores;
- d - Distância média entre os condutores [m];

As resistências ligadas a terra dos condutores que interligam os *PI*'s serão obtidos com esta mesma metodologia.

Depois de determinar a indutância e a resistência equivalente para cada circuito *PI*, montou-se no *ATPDraw* a representação de cada *PI*, como ilustra a figura 2.28 abaixo.

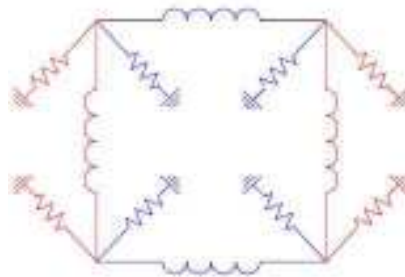


Figura 2. 28 – Configuração de cada circuito *PI*.

As indutâncias e as resistências equivalentes ao serem associadas em circuitos *PI* devem ser multiplicadas por 2 e 4 respectivamente.

Concluída a modelagem dos condutores, na etapa seguinte efetuou-se a modelagem das hastes. Fez-se a representação da haste no *ATP* através de uma resistência com o valor determinado pela equação [23] que se segue:

$$R = \frac{\rho_a}{2\pi l} \left[\ln\left(\frac{4l}{r}\right) - 1 \right]$$

Onde:

ρ_a - Resistividade aparente do solo [Ω m];

l - Comprimento da haste [m];

r - Raio da haste [m];

A expressão acima é utilizada para o cálculo de uma única haste, sendo assim, com o objetivo de simplificar o modelo da malha de terra, agrupou-se as hastes de forma que restasse apenas uma em cada circuito *PI*. Para o cálculo do valor das hastes agrupadas empregou-se a equação [23] a seguir:

$$R = \frac{R_l}{N} + \frac{\rho_a}{N\pi d} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{N} \right)$$

Onde:

ρ_a - Resistividade aparente do solo [Ω m];

N - Número de hastes agrupadas;

d - Distância média entre as hastes [m];

A figura 2.29 ilustra a localização das hastes resultantes no modelo da malha de terra. Cada ponto azul da figura representa uma haste resultante.

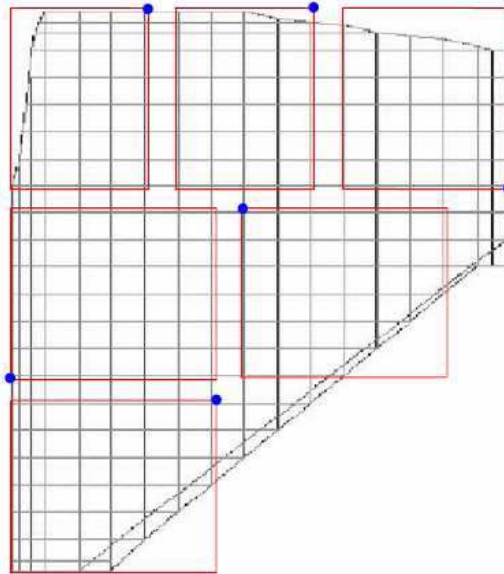


Figura 2. 29 – Localização das hastas resultantes na malha de terra.

O modelo final da malha de terra no ATP é apresentado na figura 2.30 abaixo.

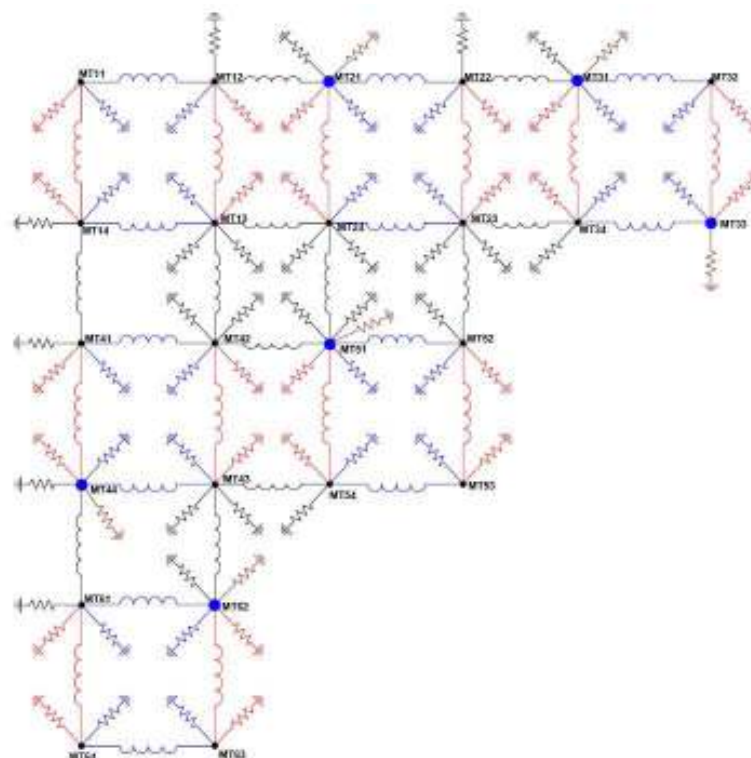


Figura 2. 30– Modelo da malha de terra no ATP.

A figura 2.31 ilustra o ícone da malha de terra no *ATPDraw*. Os 12 pontos de conexão presentes no ícone ligarão os equipamentos da subestação à malha de terra. Cada ponto de aterramento terá uma impedância característica.

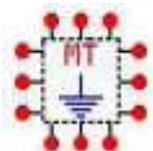


Figura 2. 31– Ícone da malha de terra no *ATPDraw*.

Com um duplo *click* com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura 2.31 é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.32. Através dessa janela se insere o arquivo de modelagem.

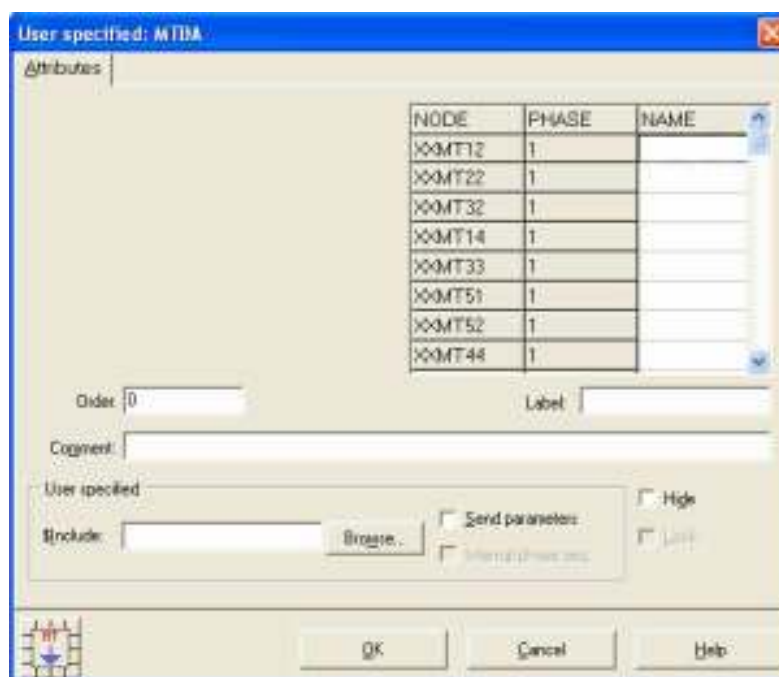


Figura 2. 32 – Janela de atributos da malha de terra.

2.2.12 - MODELAGEM DO SUPRESSOR DE SURTO

No presente trabalho, em alguns casos a serem estudados, será proposta a utilização de um supressor de surto na entrada de energia de consumidores residenciais, com a finalidade de proteger toda a instalação. O supressor de surto

é um dispositivo utilizado em baixas tensões para proteger equipamentos sensíveis de picos de tensão causados por transitórios eletromagnéticos.

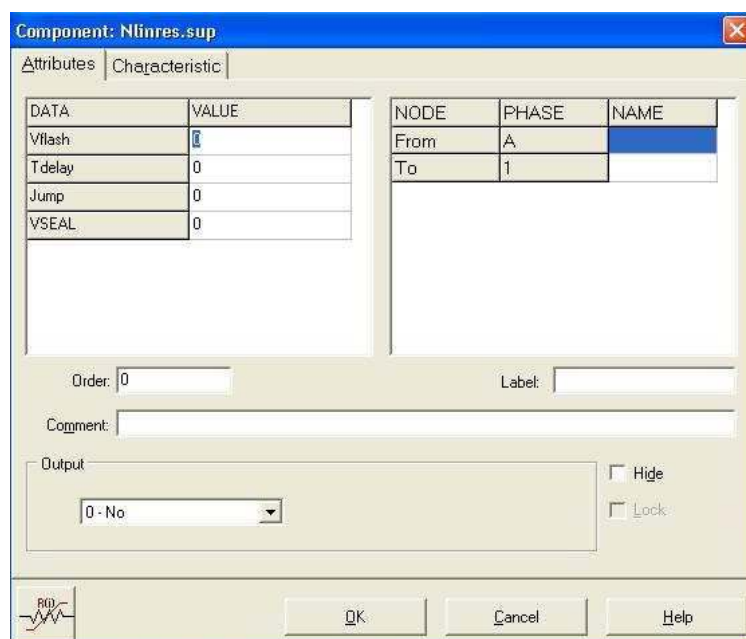
O supressor consiste numa resistência variável, isto é, um varistor. O *ATPDraw* apresenta alguns modelos de varistores, nos quais é preciso entrar com dados de uma curva característica de funcionamento. Optou-se por utilizar o modelo não linear “*R(i) type 99*” pela simplicidade e eficiência. Tal modelo representa uma resistência variável de acordo com uma curva característica de tensão x corrente. Os pontos dessa curva deverão ser inseridos na janela de atributos do modelo.

A figura 2.33 ilustra o ícone do varistor no *ATP*.



Figura 2. 33 – Ícone do varistor no ATPDraw.

Com um duplo *click* com o botão esquerdo do mouse no ícone da figura 2.33 é possível visualizar a janela de atributos mostrada na figura 2.34.



DATA	VALUE
Vflash	0
Tdelay	0
Jump	0
VSEAL	0

NODE	PHASE	NAME
From	A	
To	1	

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No

Hide Lock

Figura 2. 34 – Atributos para o varistor.

Os dados da curva característica de funcionamento do supressor são inseridos na modelagem através da janela de atributos na aba “Characteristic”.

A curva característica utilizada nesta modelagem foi retirada da referência [5] e é apresentada na figura 2.35.

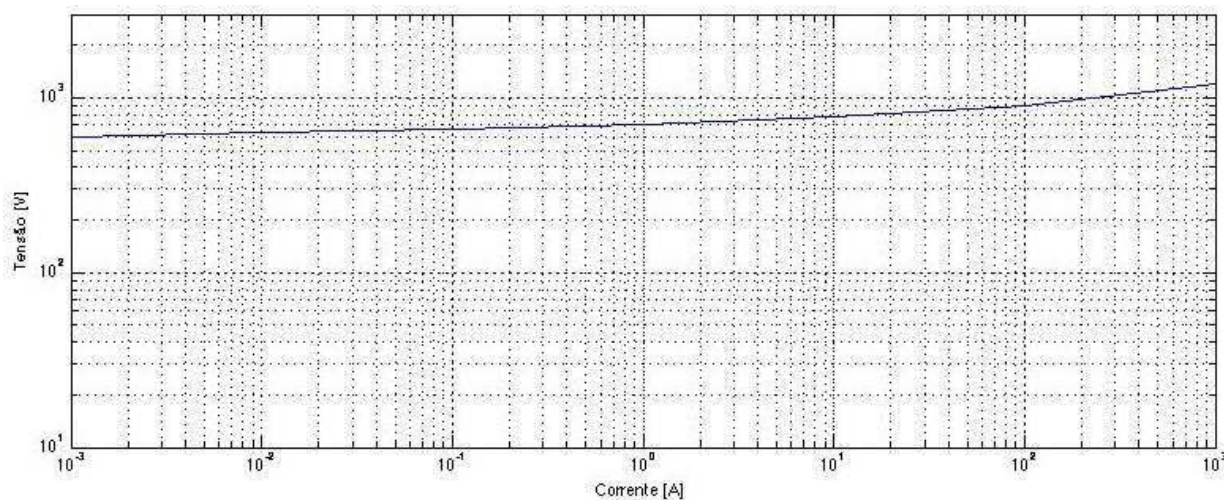


Figura 2. 35– Curva característica do supressor.

A curva da figura acima é para um supressor de alimentação 220V. Os dados da curva a serem inseridos no *ATP* são apresentados na Tabela 2.7.

Tabela 2. 7 – Pontos da curva característica a serem inseridos na janela de atributos.

Corrente (A)	Tensão (V)
10^{-3}	600
10^{-2}	630
10^{-1}	660
1	700
10	780
10^2	900
10^3	1200

A figura 2.36 ilustra a janela de atributos do varistor com a inserção dos dados da curva característica da tabela acima.

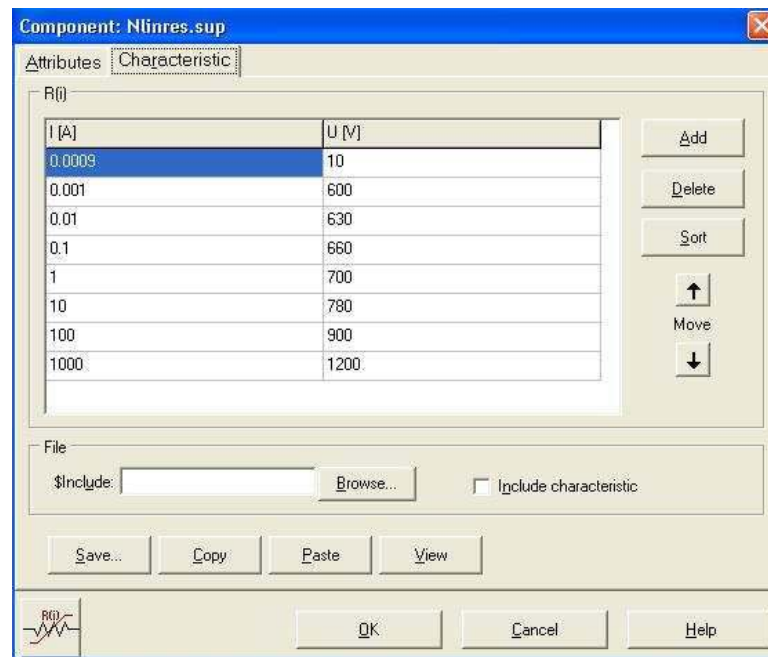


Figura 2. 36 – Atributos com curva característica para o varistor no ATP.

2.2.13 - MODELAGEM DO CABO DE LIGAÇÃO DO CONSUMIDOR À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para a modelagem do cabo de ligação do consumidor à rede elétrica será considerado apenas o valor da capacitância, uma vez que é este elemento que irá influenciar na atenuação do surto de tensão gerado pela descarga atmosférica.

Assim como para a modelagem dos cabos subterrâneos, efetuou-se a determinação da capacitância do cabo de ligação através da rotina *Cable Constants* do ATP. Para tanto, são necessários dados das seguintes grandezas:

- raio do condutor,
- espessura da isolamento,
- espessura da blindagem e da capa externa,
- permeabilidade e permissividade elétrica,
- arranjo geométrico do sistema dos cabos e sua forma de instalação.

Para a modelagem implementada, os dados das grandezas anteriores foram retirados do catálogo do fabricante *Prysmian Cables & Systems* para cabos até 450V.

Dentro da rotina *Cable Constants* utilizou-se o modelo *JMartí*. Considerou-se um cabo trifásico de 30 m.

Após efetuada a subrotina, obteve-se uma capacitância para o cabo de ligação de valor 0,98 μ F.

Para a representação da capacitância do cabo de ligação no *ATP* utiliza-se uma carga RLC trifásica presente no banco de dados do *software*, preenchendo apenas o valor da capacitância e zerando os demais.

A figura 2.37 ilustra o ícone da carga RLC no *ATP*.



Figura 2. 37– Ícone de uma carga RLC no APTDraw.

A figura 2.38 ilustra a janela de atributos da carga RLC com o valor das capacitâncias.

A janela de atributos para o componente 'RlcY3.sup' contém os seguintes elementos:

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
R_1	0	IN	ABC	
L_1	0	OUT	1	
C_1	0.00098			
R_2	0			
L_2	0			
C_2	0.00098			
R_3	0			
L_3	0			

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No

☐ Hide
☐ Lock
☐ \$Vintage,1

Botões: OK, Cancel, Help

Figura 2. 38 - Atributos para a carga RL.

2.3 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado o sistema elétrico sobre estudo e as modelagens dos equipamentos pertencentes a tal sistema.

Todos os modelos dos equipamentos foram feitos a partir de dados reais, visando tornar as análises que serão expostas no próximo capítulo as mais fiéis possíveis à realidade e apresentar, assim, um estudo conciso e enriquecedor sobre os efeitos de descargas atmosféricas em média e baixa tensão.

Pode-se notar que alguns dos modelos, como a malha de terra, transformadores e linhas, são de maior complexidade e exigiram muito estudo, enquanto outros foram menos complexos.

Vale ressaltar que, para a modelagem dos transformadores, as capacitâncias entre os enrolamentos de alta e baixa, e os enrolamentos e a terra são de extrema importância, uma vez que são responsáveis pela propagação do surto que atinge o primário para o secundário do transformador. Sendo assim, os valores dessas capacitâncias influenciam fortemente os resultados.

CAPÍTULO III

ESTUDO E ANÁLISE DE CASOS: A INFLUÊNCIA DO ATERRAMENTO NA ATENUAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

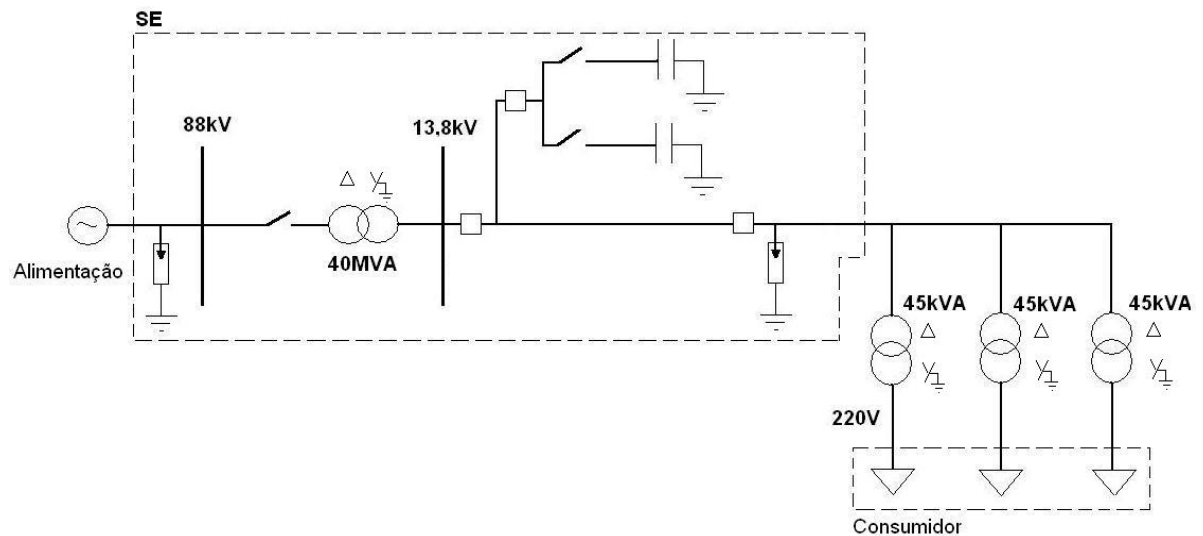
3.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No presente capítulo serão apresentadas análises dos efeitos de descargas atmosféricas em consumidores alocados em média (11kV/15kV) e baixa tensão (abaixo de 600V). Para os estudos será adotado o sistema elétrico da figura 3.1, cuja modelagem foi introduzida no capítulo anterior. As descargas atmosféricas serão aplicadas tanto no lado de 88 kV quanto no lado de 13,8 kV.

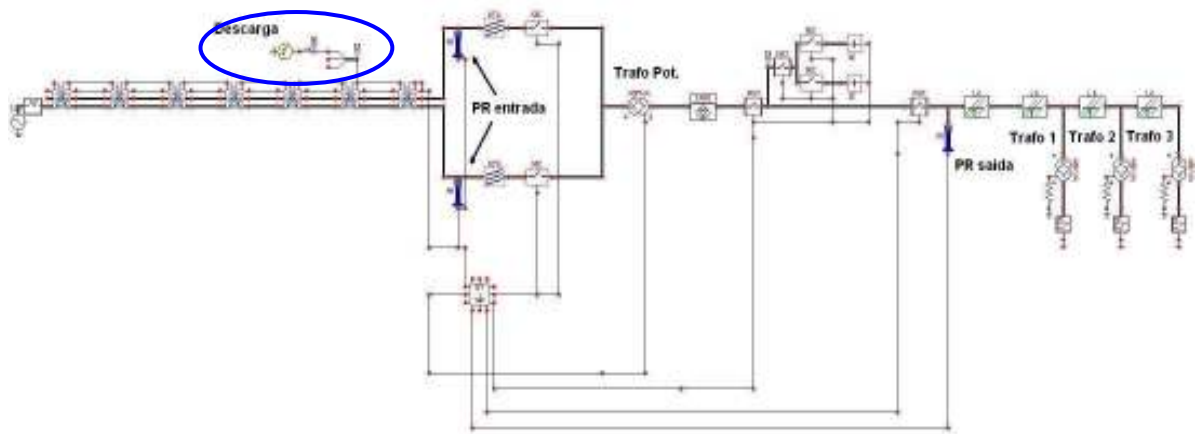
Para cada descarga atmosférica aplicada, adotar-se-á um valor diferente para a resistência de aterramento no neutro dos transformadores de distribuição. O objetivo disso é o de verificar a influência do aterramento no impacto das descargas atmosféricas junto aos consumidores.

Os valores adotados para as resistências de terra serão os seguintes:

- $R_T = 10\Omega$;
- $R_T = 30\Omega$;
- $R_T = 100\Omega$;
- $R_T = 10^5\Omega$ (que representará um valor infinito, ou seja, ausência de aterramento).



(a)



(b)

(a) Diagrama unifilar geral do sistema elétrico modelado.

(b) Representação do sistema no ATPDraw com identificação do local da descarga na AT (88 kV).

Figura 3. 1 – Sistema elétrico modelado para as análises

Os dados utilizados para a descarga atmosférica foram obtidos através dos estudos realizados pelo projeto P&D, desenvolvido pela Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia em conjunto com a AES Eletropaulo [11]. Tal projeto baseou-se em dados armazenados por uma rede integrada de detecção de descargas atmosféricas, composta por 23 sensores distribuídos pelos estados de SP, RJ, ES, GO, PR e MG. Fez-se uma análise sobre a intensidade das descargas atmosféricas ocorridas pelo período de um ano na região da SE Barueri, posteriormente, obteve-se uma média ponderada

mensal. Em seguida, fez-se uma média ponderada anual, chegando ao valor de 20kA para o ano de 2004.

Para os valores de tempo de calda e tempo de crista foram utilizadas as recomendações típicas de [24, 25]. Sendo assim, empregou-se uma fonte de surto com descarga de 20 kA, tempo de crista de 1,2 μ s e tempo de calda de 50 μ s para todas as simulações efetuadas no *ATPDraw*.

Em sistemas elétricos reais, a energia elétrica armazenada ou dissipada está distribuída ao longo de toda a extensão do sistema. Devido a isso, para a análise de propagação de ondas ao longo de um sistema, é necessário que se tenha uma idéia da relação entre o comprimento (d) do sistema elétrico em estudo e o comprimento de onda (λ) do sinal de perturbação aplicado. Se $d \ll \lambda$, praticamente todos os pontos do sistema elétrico serão excitados simultaneamente. Nesta hipótese, é razoável assumir que a modelagem do sistema seja feita a parâmetros concentrados. Por outro lado, se d é da mesma ordem de grandeza de λ , por exemplo, $d \geq \lambda$, os efeitos de propagação do sinal nos diversos componentes do sistema são dominantes. Assim, para os estudos pretendidos nesta dissertação, a modelagem do sistema deve ser feita a parâmetros distribuídos. Para simulação de circuitos a parâmetros distribuídos no *ATPDraw*, é necessário que o passo de integração seja menor que o menor tempo de viagem do sinal. Com base nessas informações, a maior parte das modelagens presentes neste capítulo foram feitas a parâmetros distribuídos, utilizando o modelo *JMarti* com parâmetros variáveis com a frequência.

Empregou-se pequenos comprimentos para vãos de linhas, cabos e barramentos. Assim, para a modelagem a parâmetros distribuídos, definiu-se o passo de integração ideal em torno de 10⁻⁸s. Para que a simulação não se tornasse muito lenta, adotou-se um tempo máximo de simulação menor que 10⁻³ s, ou seja, 100.000 passos de processamento.

A seguir serão apresentados detalhes e considerações sobre os estudos de casos relacionados com a aplicação de descargas atmosféricas.

3.1.1 - CASO 1: DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA ALTA TENSÃO

Neste caso serão efetuadas descargas atmosféricas na alta tensão (lado de 88kV) do sistema, nos seguintes pontos:

- Descarga no *cabo guarda (para-raios)* da linha de transmissão – sustentação #24;
- Descarga no *condutor fase* da linha de transmissão – sustentação #24.

Para as situações acima serão efetuadas as seguintes ações:

- Variação do ponto de aterramento na malha de terra dos pára-raios da entrada e saída da SE e do transformador de potência;
- Variação do valor da resistência de terra dos transformadores de distribuição;
- Para os casos em que o nível de surto ultrapasse o NBI dos transformadores de distribuição, serão adicionados pára-raios e feita a análise de sua localização;
- Para os casos classificados como críticos serão adicionados supressores de surtos na entrada do consumidor e analisados os resultados.

3.1.2 - CASO 2: DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA MÉDIA TENSÃO

Este caso se refere a aplicação de descargas atmosféricas na média tensão (lado de 13,8kV) a uma distância de 500m da saída SE.

Para tal situação serão efetuadas as seguintes ações:

- Análise dos locais de média tensão onde será necessária a inserção de pára-raios;
- Variação do valor da resistência de terra dos transformadores de distribuição;

- Para os casos classificados como críticos serão adicionados supressores de surtos na entrada do consumidor e analisados os resultados

3.1.3 - CONSIDERAÇÕES SOBRE AS CARGAS DOS CONSUMIDORES

Para representação da carga dos consumidores no *ATP* utiliza-se uma carga RLC trifásica ligada em estrela aterrada, presente no banco de dados do software. Preencheram-se os valores da resistência e da indutância, zerando a capacitância.

Os consumidores estão alocados no lado de 220V dos três transformadores de distribuição (45kVA). Assim, nas simulações, os consumidores foram representados por três conjuntos de cargas (um conjunto para cada secundário de transformador). O valor destas cargas concentradas é de 80% da potência nominal dos transformadores (45kVA), com fator de potência igual a 0,96.

Os cálculos abaixo apresentam os valores da carga consumidora para cada transformador de distribuição.

Inicialmente calcula-se a potência do transformador de distribuição com carregamento de 80%:

$$S_{80\%} = 45000 \times 0,8 = 36KVA$$

Em seguida calcula-se a resistência e a indutância da carga consumidora:

Impedância:

$$Z = \frac{V}{S_{80\%}} = \frac{(220)^2}{36000} = 1,3444\Omega$$

Resistência:

$$R = 1,3444 \times 0,96 = 1,297\Omega$$

Reatância:

$$X = 1,3444 \times 0,28 = 0,3764 \Omega$$

Indutância:

$$L = \frac{X}{2\pi f} = \frac{0,3764}{377} = 0,998mH$$

Os valores a serem inseridos no ATPDraw são os da resistência em [Ω] e da indutância em [mH].

3.2 - ANÁLISE DO CASO 1: DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA ALTA TENSÃO

3.2.1 - DESCARGA NO CABO PÁRA-RAIOS

Para este caso, considerou-se uma descarga atmosférica com forma de onda de $1,2 \times 50\mu\text{s}$ - 20kA, incidindo no cabo pára-raios da sustentação #24 da linha de transmissão de 88kV, a 112m da entrada da SE.

A figura 3.1 ilustra o local da descarga atmosférica no sistema.

Ao incidir no cabo pára-raios, uma parcela da descarga é desviada pela própria sustentação para terra e outras duas parcelas se propagam para os dois lados da linha, sendo atenuadas em cada passagem de torre de sustentação. Por isso descargas que incidem em cabos pára-raios de linhas de transmissão têm seu nível de tensão de surto consideravelmente atenuado ao atingirem uma SE. Dessa forma, mesmo a descarga incidindo na penúltima torre, antes da entrada da SE, espera-se que os níveis de tensão de surto não atinjam a suportabilidade dos equipamentos.

A malha de terra modelada possui 12 pontos de aterramento, cada qual com um valor de resistência. Com o objetivo de verificar se há grandes diferenças de eficiência entre um ponto e outro da malha, ou seja, se um ponto permite maior atenuação do nível de tensão de surto em relação a outro, fez-se algumas simulações do sistema modelado, alterando-se, para cada simulação, o ponto de aterramento na malha dos seguintes equipamentos:

- Pára-raios da entrada;
- Transformador de potência;
- Pára-raios de saída.

A figura 3.2 a seguir ilustra a disposição dos pontos na malha.

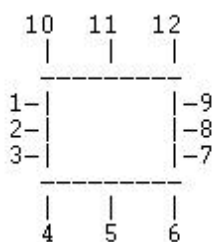


Figura 3. 2 – Disposição dos pontos na malha de aterramento.

Os valores dos 12 pontos de aterramento da malha de terra são apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3. 1– Valores dos pontos de aterramento da malha de terra da SE.

Ponto	Resistência (Ω)
1	2,237
2	2,260
3	2,666
4	2,594
5	13,970
6	14,125
7	22,379
8	36,635
9	45,459
10	46,152
11	77,380
12	88,458

Aplicando a descarga atmosférica no cabo pára-raios da torre #24, alternou-se o aterramento dos equipamentos mencionados anteriormente entre os pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12 da tabela 3.1 da seguinte forma:

- Transformador de potência com neutro aterrado no ponto 2 e pára-raios da saída da SE aterrado no ponto 10 – variação do ponto de aterramento do pára-raios da entrada da SE nos pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12;

- Transformador de potência com neutro aterrado no ponto 2 e pára-raios da entrada da SE aterrado no ponto 10 – variação do ponto de aterramento do pára-raios da saída da SE nos pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12;
- Pára-raios da saída da SE aterrado no ponto 2 e pára-raios da entrada da SE aterrado no ponto 10 – variação do ponto de aterramento do neutro do transformador de potência nos pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12;

Nos demais pontos da malha estão aterrados outros equipamentos da SE, como disjuntores, seccionadoras e banco de capacitores.

A figura 3.3 apresenta um resumo dos níveis máximos da tensão de surto obtidos nos seguintes locais:

- no pára-raios da entrada da SE;
- no pára-raios da saída da SE;
- no transformador de potência

O eixo das abcissas da figura 3.3 corresponde aos diferentes pontos de aterramento na malha de terra.

Para melhor entendimento da legenda:

- PR Entrada SE (em azul) representa o pára-raios de entrada da SE;
- Transformador de Pot. (em amarelo) representa o transformador de potencia da SE;
- PR Saída SE (em verde) representa o pára-raios de saída da SE.

Essa legenda mostrada acima também será utilizada nas demais figuras que apresentam níveis da tensão de surto no pára-raios de entrada, de saída da SE e no transformador de potência.

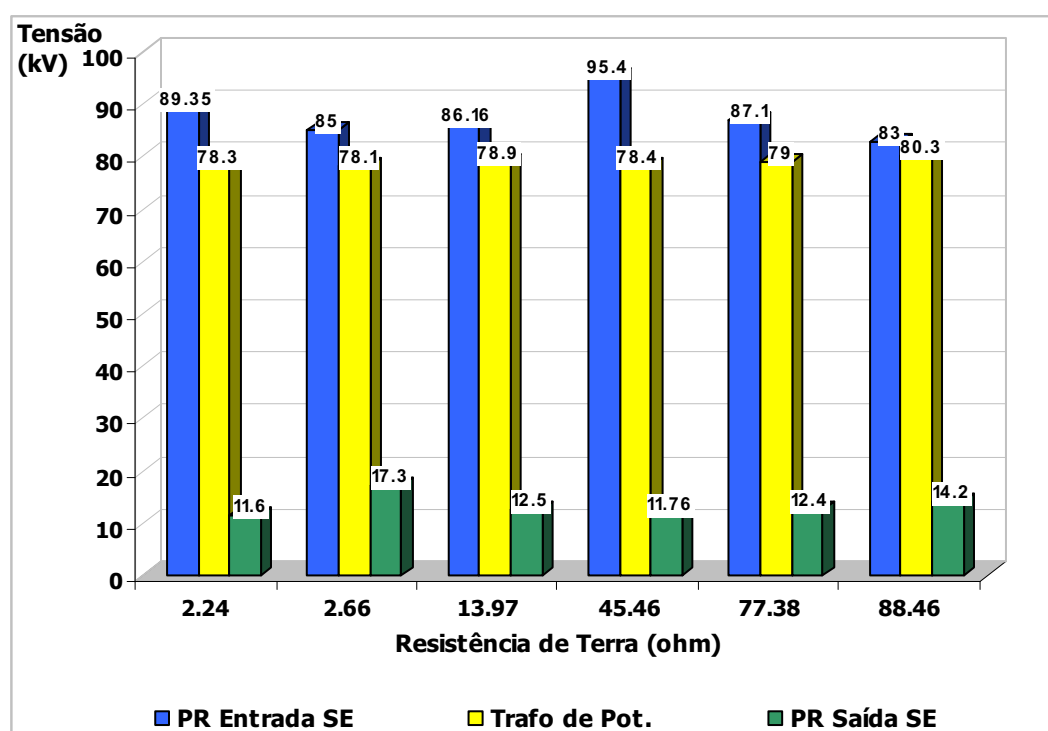


Figura 3. 3 – Níveis máximos da tensão de surto nos pára-raios de entrada e de saída da SE e no transformador de potência em relação as diferentes resistências da malha de terra .

Analizando a figura acima nota-se que, para os diferentes pontos de aterramentos da malha de terra dos equipamentos considerados, verifica-se que não há diferenças consideráveis no nível da tensão de surto. Portanto, a malha mostrou-se eficaz.

Ainda através da figura 3.3, nota-se que o nível de tensão de surto que chega ao pára-raios de entrada da SE, para qualquer hipótese de resistência de aterramento adotada, é inferior a 100 kV. Considerando-se que os pára-raios da Classe de Tensão de 88 kV devem bloquear tensões de surto a partir do nível de 160kV [1], pode-se concluir que o nível de tensão de surto que chega ao pára-raios de entrada da SE (abaixo de 100 kV) é bem suportável.

Com relação ao pára-raios da saída da SE (nível de tensão de 13,8kV), de acordo com a referência [1], estes devem bloquear tensões de surto a partir do nível de 16kV. Examinando a figura 3.3, nota-se que apenas para a resistência de aterramento de 2,66Ω é que o pára-raios atua cortando a tensão em 17,3kV.

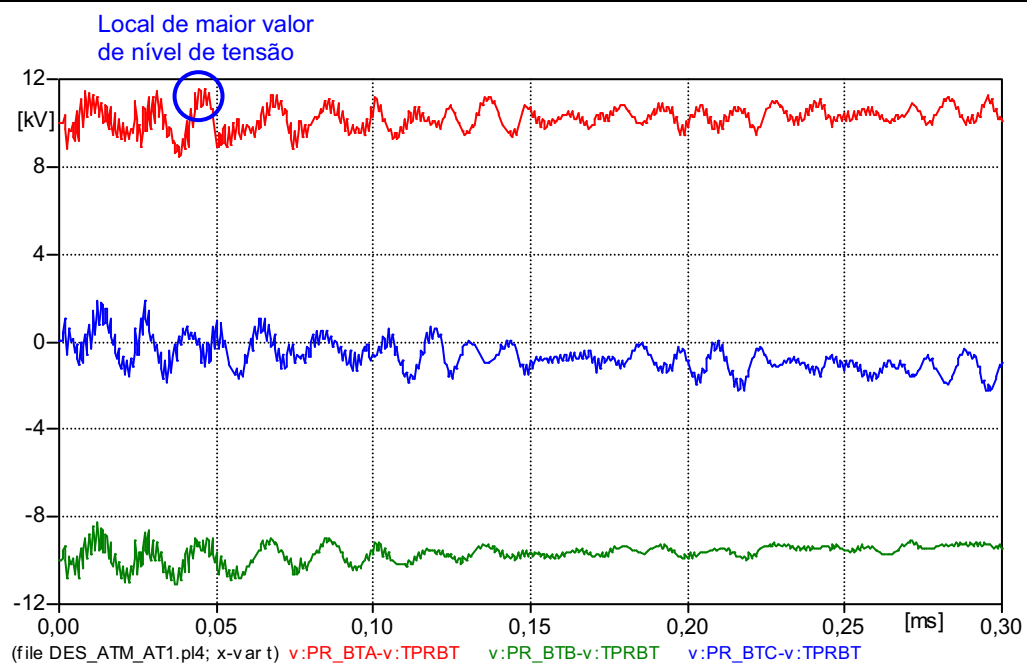
Quanto ao nível básico de isolamento (NBI) do transformador de potência modelado, o mesmo é de 650kV [1]. Pela figura 3.3 tem-se que todos os valores obtidos estão abaixo de 100kV. Ou seja, não há nenhum problema de suportabilidade do equipamento.

Antes de dar continuidade à análise dos resultados das simulações, será apresentada uma breve explicação contendo a forma com que tais resultados foram recolhidos do software *ATP* para formação de histogramas, como o da figura 3.3. Optou-se por apresentar os resultados em gráficos de pareto desenvolvidos no MS Excel a fim de se obter mais objetividade, clareza na visualização e na interpretação.

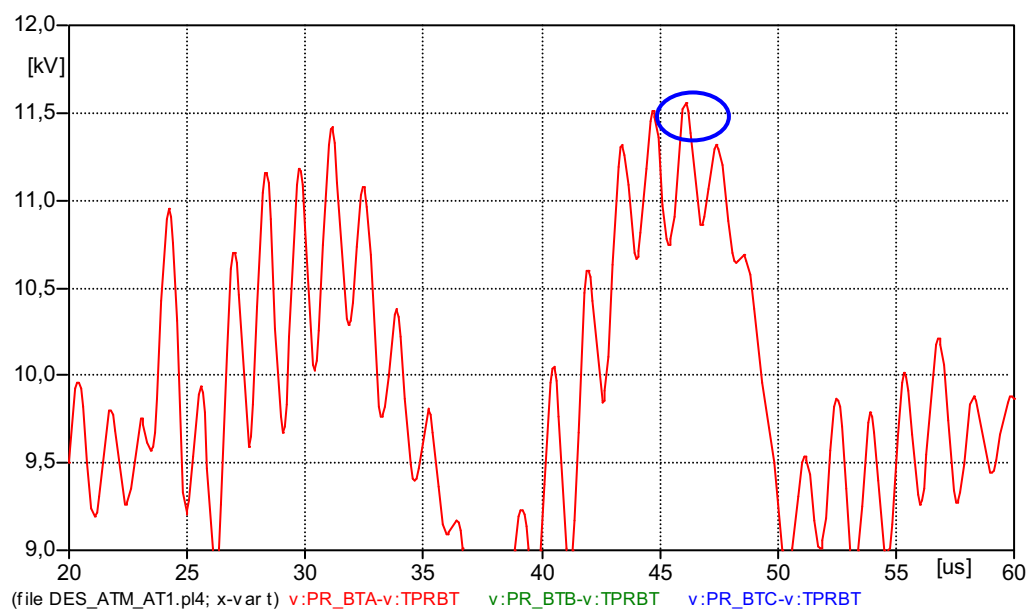
As figuras 3.4 (a), (b) e (c), a seguir, ilustram gráficos do software *ATP*. Em vermelho está representada a tensão de surto da fase A em relação a malha de terra. Da mesma forma, em verde a fase B e em azul a fase C.

A figura 3.4 (a) apresenta os níveis de tensão de surto que atingem as três fases do pára-raios de proteção da saída da SE, para resistência de aterramento na malha de terra igual a $2,237\Omega$. O círculo em azul destaca a região onde se encontra o maior nível de tensão de surto que atinge o pára-raios.

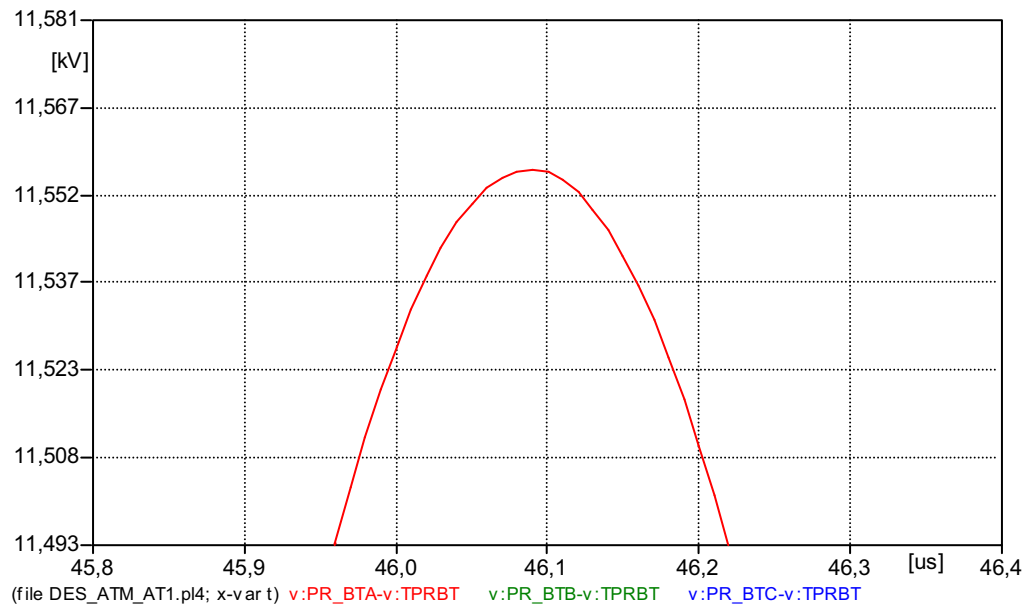
A figura 3.4 (b) ilustra um zoom da figura 3.4 (a), com o círculo azul delimitando de forma mais localizada o ponto de maior nível de tensão de surto. Em sequência, a figura 3.4 (c) mostra um zoom ainda mais aproximado, sendo possível verificar qual o valor desse nível de tensão de surto.



(a)



(b)



(c)

(a) – Níveis da tensão de surto das fases ABC no ATP.

(b) – Zoom de (a).

(c) - Zoom de (a) mostrando valor máximo do surto de tensão.

Figura 3. 4 – Níveis da tensão de surto no pára-raios de saída da SE representados no ATP.

Retornando as análises dos resultados, a figura 3.5 apresenta os impactos das tensões de surto no nível de 13,8kV dos três transformadores de distribuição, também com relação às diferentes resistências de aterramento de seus neutros.

Para melhor entendimento a figura mostra os níveis de tensão nos transformadores da seguinte forma:

- Transformador 1 (em azul) localizado a 1000m da saída da SE;
- Transformador 2 (em amarelo) localizado a 1500m da saída SE;
- Transformador 3 (verde) localizado 2000m da saída da SE.

Essa legenda também será utilizada nas demais figuras que apresentam níveis da tensão de surto nos transformadores de distribuição.

Na figura 3.5 pode-se verificar que o nível da tensão de surto que atinge o lado de alta tensão (13.8kV) dos transformadores de distribuição é pequeno. Nos três transformadores, os níveis de tensão estão abaixo de 20 kV. Sendo assim, não há necessidade de inserção de pára-raios adicional na entrada destes transformadores.

Observa-se ainda que, mesmo para os diferentes valores de resistência de aterramento do neutro dos transformadores, não houve grandes diferenças entre os valores máximos de tensão de surto. Tal situação deve-se à baixa intensidade com que a descarga atmosférica atinge a distribuição.

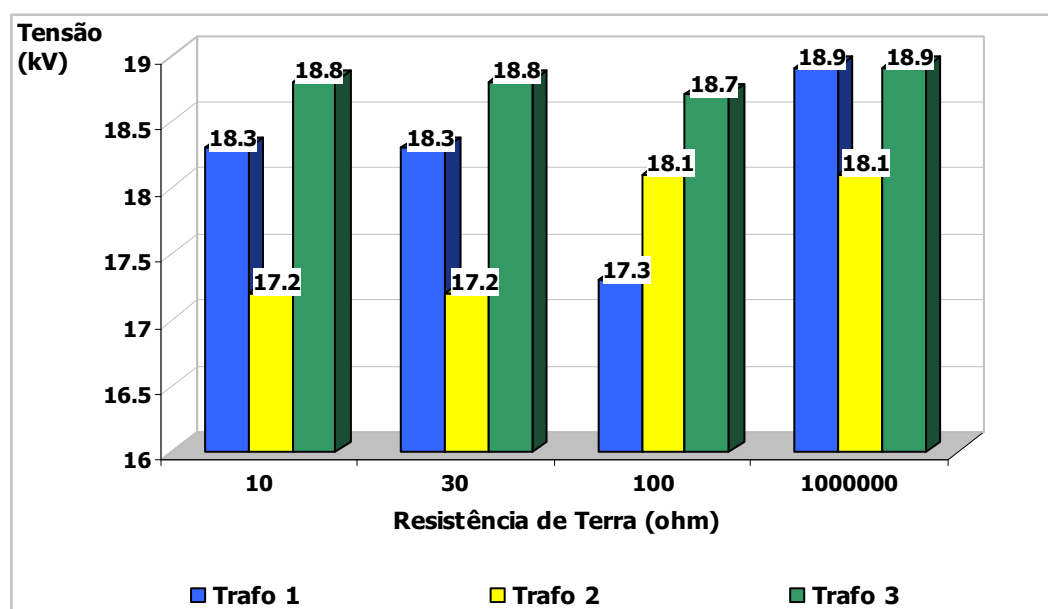


Figura 3. 5 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores.

Ainda segundo a figura 3.5, pode-se notar que:

1) Existe uma tendência de que, para o transformador mais próximo à saída da SE (transformador 1), o nível de tensão de surto seja maior, devido à menor distância para dissipação de energia da descarga. Para o segundo transformador (transformador 2), a tendência é que o nível de tensão de surto seja menor em relação ao primeiro, devido a maior distância até a saída da SE. Por outro lado, o terceiro transformador (transformador 3), mesmo sendo o mais distante da SE, apresenta os *maiores* níveis de tensão de surto. Isto ocorre por se tratar de um transformador de final de linha. Dessa forma, quando a descarga atmosférica chega ao ponto final acontece uma reflexão e o sinal de tensão que retorna soma-se com o que chega, aumentando o nível da tensão de surto no transformador.

2) Diferentemente do esperado, para a resistência de aterramento de 100Ω , o transformador mais próximo à saída da SE (transformador 1) apresenta nível de tensão de surto *menor* que o transformador seguinte (transformador 2). Isto acontece porque, durante as simulações no *ATP*, algumas das reflexões de onda da descarga atmosférica podem ser negativas, reduzindo o nível de tensão de surto em alguns pontos do sistema.

Prosseguindo as análises, a figura 3.6 apresenta os níveis máximos da tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição (lado de 220V) em relação às diferentes resistências de aterramento do neutro desses transformadores.

Observa-se que conforme o valor da resistência de terra do neutro dos transformadores aumenta, o nível da tensão de surto também cresce. Dessa forma, pode-se inferir que, quanto pior o aterramento, isto é, maior o valor da resistência de terra, tanto maior será o nível da tensão de surto que atinge a baixa tensão (220V).

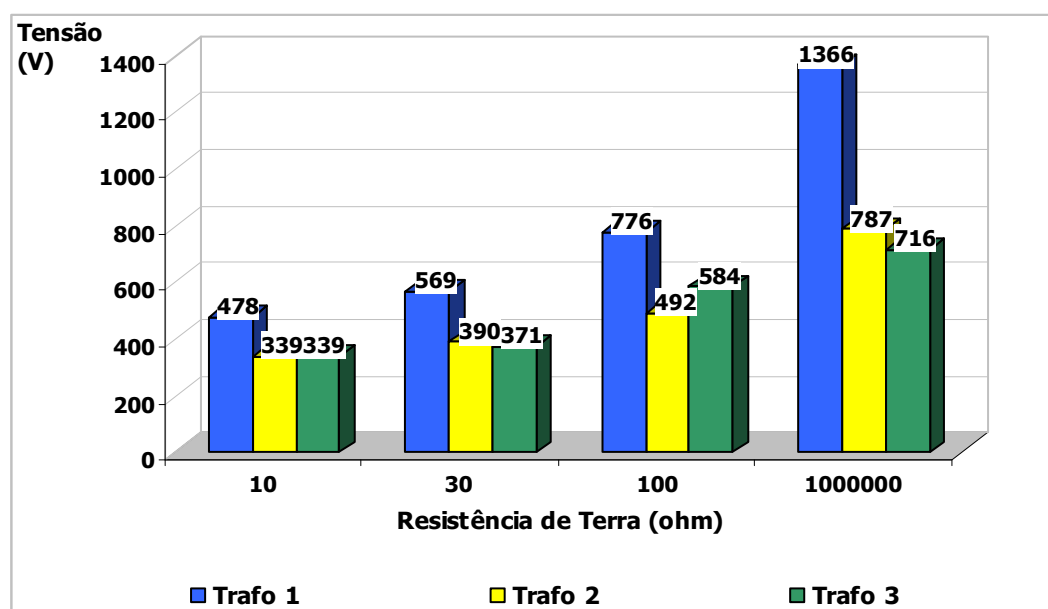


Figura 3. 6 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição.

Na figura 3.6 pode-se também verificar que o lado de 220V referente ao transformador mais próximo à saída da SE (transformador 1) será o mais afetado. Em seguida, após a onda de surto percorrer uma distância adicional de 500m, até o transformador 2, ela é atenuada. O transformador de final de linha, transformador 3, devido ao fenômeno de reflexão de onda, apresenta níveis de tensão de surto similares ao Transformador 2.

A figura 3.7 também apresenta os níveis máximos da tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição (lado de 220V) em relação às diferentes resistências de aterramento do neutro desses transformadores. Porém, com uma diferença em relação à figura 3.6, ou seja, no secundário de cada transformador é inserido um supressor de surto. Nestas condições, verifica-se que o supressor consegue atenuar consideravelmente o nível de tensão de surto que atinge o nível de 220V (em relação à figura 3.6), dessa forma mostrando-se bastante eficaz.

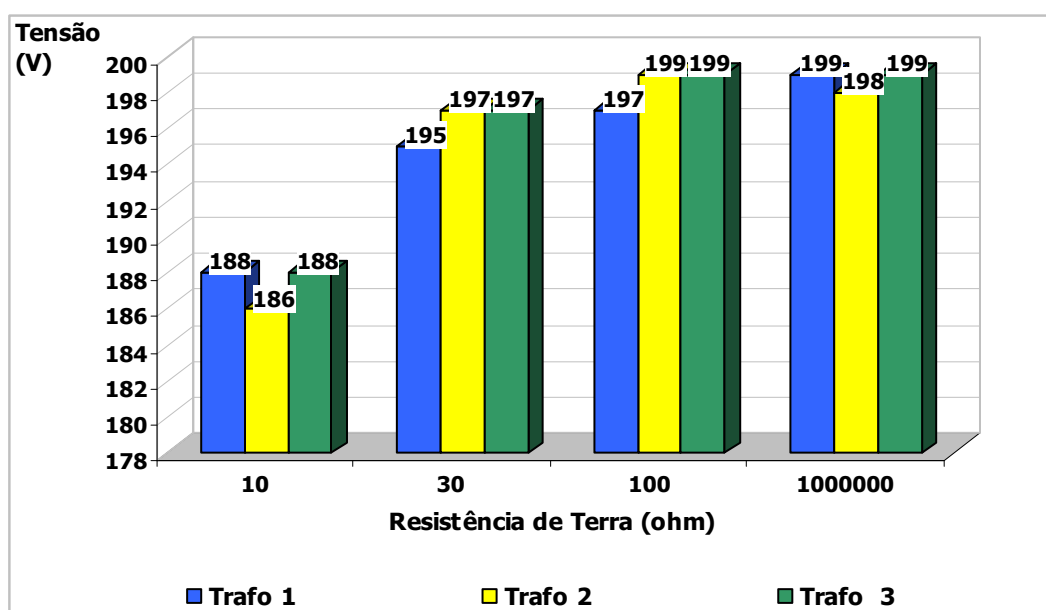


Figura 3. 7 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com inserção de supressor de surto no secundário de cada transformador.

Mesmo o máximo valor da tensão de surto apresentando-se um pouco menor para a resistência de terra de 10Ω , pode-se considerar que os resultados para todas as resistências de terra foram bastante aproximados. Sendo assim, vê-se que, quando se insere o supressor de surto, o valor da resistência de aterramento não influencia de forma considerável o nível da tensão de surto na baixa tensão (220V). Esta constatação é muito importante porque, em geral, ao longo dos anos, os aterramentos tendem a se deteriorar. Assim, para garantir mais proteção para as entradas dos consumidores em 220V, uma boa medida seria a instalação destes supressores de surto imediatamente na saída do secundário dos transformadores de distribuição.

3.2.2 - CONCLUSÕES PARA A ANÁLISE RELATIVA AOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO CABO PÁRA-RAIOS

Através dos resultados apresentados no caso acima, pode-se concluir que descargas atmosféricas em cabo pára-raios de linha de transmissão são bastante atenuadas pela própria linha e sustentações. Por isso o nível máximo da tensão de surto se apresenta bem abaixo do nível de suportabilidade dos equipamentos da subestação.

Verificou-se também que a malha de aterramento da subestação, mesmo possuindo pontos de resistência de terra com diferentes valores, apresentou uma similaridade nos resultados ao se mudar o ponto de aterramento de alguns equipamentos da SE.

Para o lado primário dos transformadores de distribuição (em 13,8 kV), os níveis de tensão de surto não apresentaram grandes variações em seus valores em relação às diferentes resistências de terra do neutro desses transformadores, nem mesmo apresentam algum perigo a suportabilidade para tais equipamentos.

Para o lado da baixa tensão (220V), sem a adição de supressor de surto, verificou-se que conforme se aumenta o valor da resistência de aterramento o nível da tensão de surto que atinge o secundário dos transformadores também aumenta. Entretanto, com a adição do supressor de surto, para todos os valores da resistência de terra, o nível da tensão de surto apresentou-se similar e bastante reduzindo.

3.2.3 - DESCARGA NO CABO FASE

Para este caso, também se considerou uma descarga atmosférica com forma de onda de $1,2 \times 50\mu\text{s} - 20\text{kA}$, porém, agora, incidindo no cabo de fase (na simulação, na fase A da sustentação #24 da linha de transmissão de 88kV).

A figura 3.8 ilustra o local da descarga atmosférica no sistema.

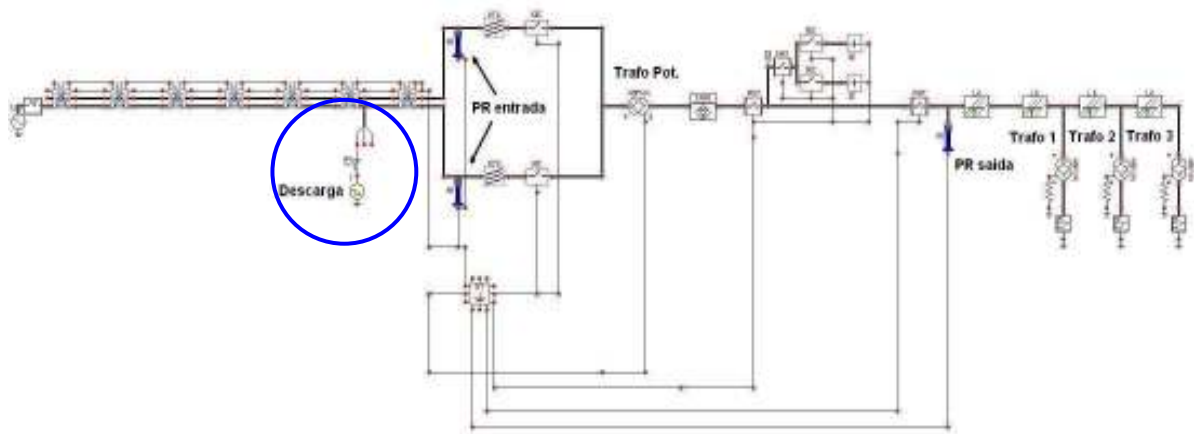


Figura 3. 8– Diagrama unifilar do sistema no ATPDraw com identificação do local da descarga.

Ao incidir no cabo fase, uma parcela da descarga atmosférica se propaga para um lado da linha, e outra, de mesma intensidade, se propaga para o lado oposto. Nenhuma parte da descarga é desviada pela própria sustentação para terra. Portanto, a descarga atmosférica que incide em cabo fase de linha de transmissão é atenuada apenas por pára-raios existentes na linha ou na SE. Assim, seu efeito em equipamentos é muito mais severo quando comparada às descargas incidentes em cabos pára-raios.

Da mesma forma que para o estudo anterior, fez-se algumas simulações do sistema modelado, mudando, para cada simulação, o ponto de aterramento na malha de terra da SE dos seguintes equipamentos:

- Pára-raios da entrada;
- Transformador de potência;
- Pára-raios de saída.

Aplicando a descarga atmosférica no cabo da fase A da torre #24, a 112m da entrada da SE, o ponto de aterramento dos equipamentos mencionados acima foi alterado. Inicialmente considerou-se o ponto 1 da Tabela 3.1 e, posteriormente, foram considerados os pontos 3, 5, 9, 11 e 12 da seguinte forma:

- Transformador de potência com neutro aterrado no ponto 2 e pára-raios da saída da SE aterrado no ponto 10 – variação do ponto de aterramento do pára-raios da entrada da SE nos pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12;
- Transformador de potência com neutro aterrado no ponto 2 e pára-raios da entrada da SE aterrado no ponto 10 – variação do ponto de aterramento do pára-raios da saída da SE nos pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12;
- Pára-raios da saída da SE aterrado no ponto 2 e pára-raios da entrada da SE aterrado no ponto 10 – variação do ponto de aterramento do neutro do transformador de potência nos pontos 1, 3, 5, 9, 11 e 12;

A figura 3.9 apresenta os níveis máximos da tensão de surto no pára-raios de entrada e saída da SE bem como no transformador de potência, para os diferentes pontos de aterramento na malha de terra. Através desta figura pode ser observado que, no que se refere aos impactos nos dois pára-raios, o valor da resistência do aterramento praticamente não influenciou nos níveis de surto.

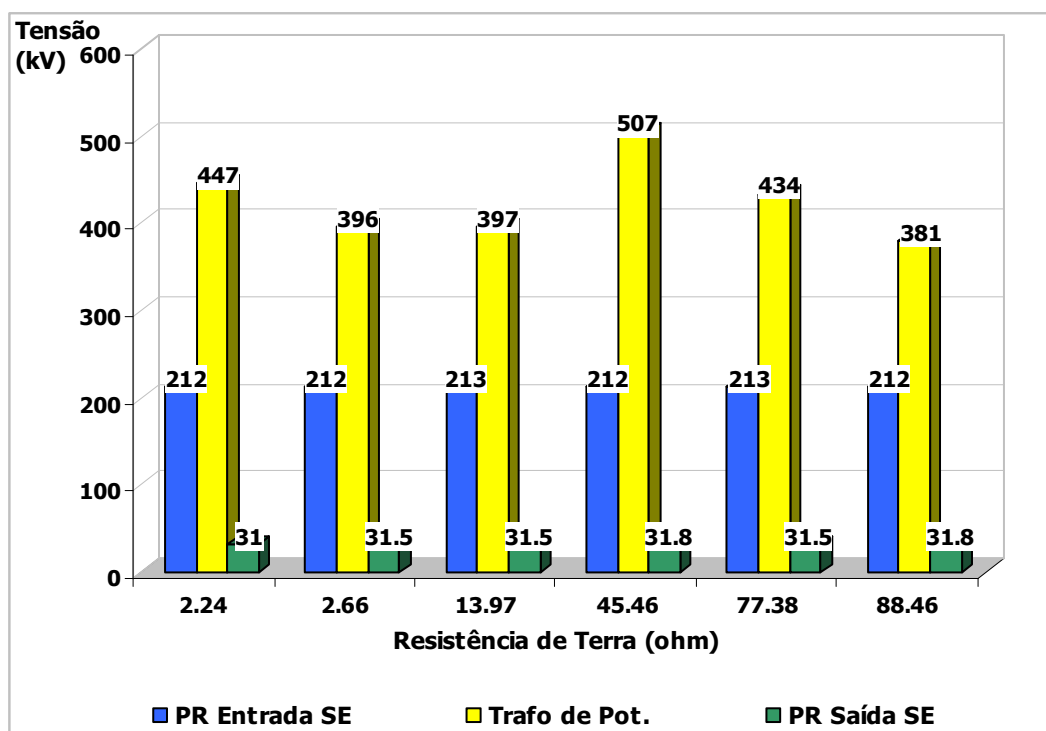


Figura 3. 9– Níveis máximos da tensão de surto nos pára-raios de entrada e de saída da SE e no transformador de potência em relação as diferentes resistências da malha de aterramento.

Para o transformador de potência, nota-se uma maior diferença entre os níveis da tensão de surto conforme se muda o ponto de aterramento na malha. Tais diferenças acontecem porque, sendo a malha interligada, algumas vezes o tempo de viagem da onda de surto que retorna pelo cabo de aterramento do transformador é mais curto em relação ao sinal que chega pelo cabo fase. Nestas condições, os dois sinais se somam, resultando em um nível de tensão de surto maior no transformador. Para esta situação, não há como prever o melhor ponto de aterramento na malha, pois este fenômeno pode acontecer em qualquer ponto. Dessa forma, deve-se considerar o nível de tensão de surto da pior situação.

Uma solução para amenizar as sobretensões que atingem o transformador de potência é instalar um pára-raios de proteção junto ao primário do transformador. A figura 3.10 ilustra os níveis máximos da tensão de surto no transformador de potência, para os diferentes pontos de aterramento na malha de terra.

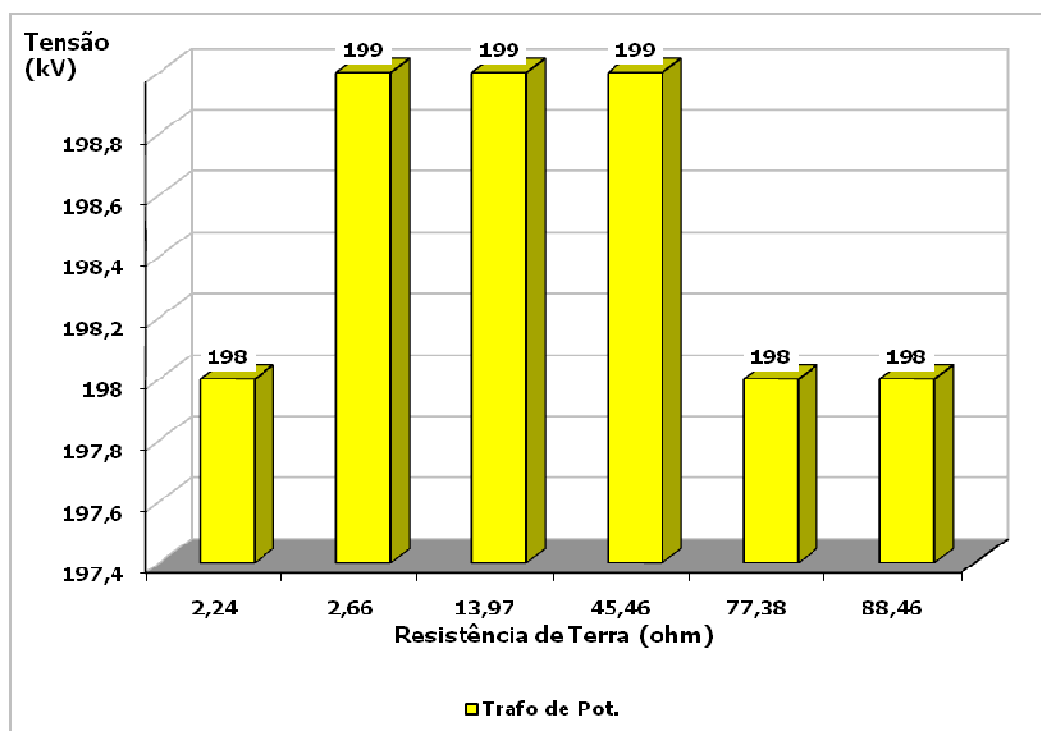


Figura 3. 10 - Níveis máximos da tensão de surto no primário do transformador de potência em relação às diferentes resistências da malha de aterramento.

Através da figura 3.10, observa-se que os níveis da tensão de surto permaneceram em torno de 200kV. Uma redução considerável em relação às sobretensões apresentadas na figura 3.9. A partir destes resultados, pode-se afirmar que com a inserção do pára-raios junto ao primário do transformador tem-se a possibilidade de se utilizar transformadores de potência com NBI menores, o que está ligado diretamente ao custo do equipamento. Uma vez que, quanto maior o NBI requerido maior o custo de investimento.

Nesta análise (descarga em cabo fase), variou-se também o valor da resistência de aterramento do neutro dos transformadores de distribuição. Os resultados estão resumidos na figura 3.11, que apresenta os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos três transformadores de distribuição, em relação às diferentes resistências de aterramento.

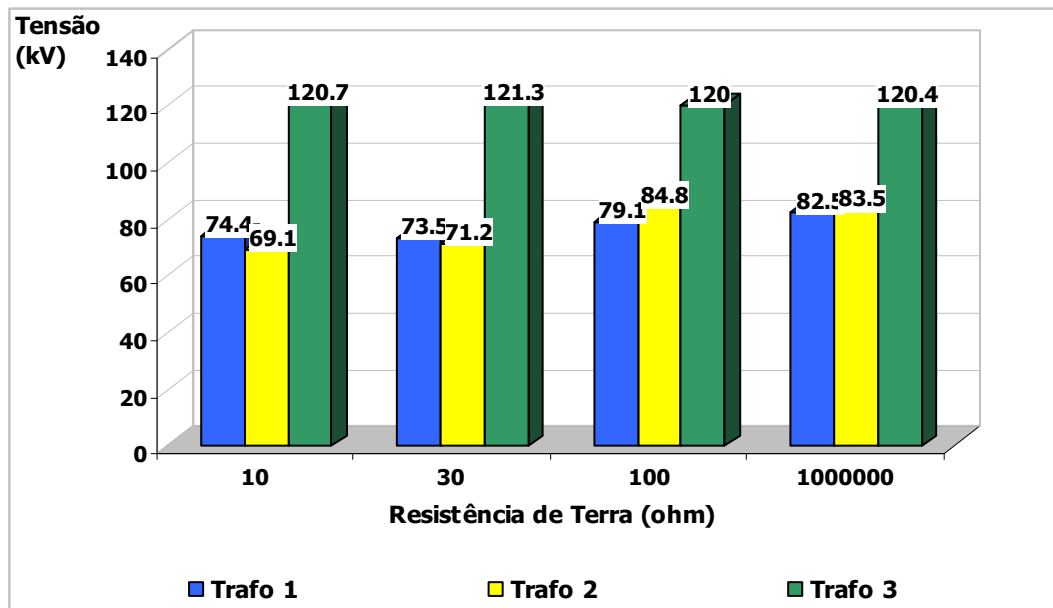


Figura 3. 11 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores.

Pela figura 3.11, observa-se que, para os transformadores 1 e 2, há uma leve tendência de crescimento do nível de tensão de surto, conforme se aumenta o valor da resistência de aterramento de seus neutros. Porém, para o transformador 3, mesmo para os diferentes valores de resistência de aterramento, não houve grandes diferenças entre os valores máximos de tensão de surto (sempre em torno de 121 kV). No entanto, para este transformador, o nível da tensão de surto ultrapassa o nível básico de isolamento, que segundo a referência [26] é de 90kV. Por isso será necessária a inserção de um pára-raios de proteção. Da mesma forma que para o caso de descarga em cabo pára-raios, a explicação para um nível de tensão tão elevado no transformador 3 é devido à reflexão da onda do sinal de tensão, no final da linha de distribuição.

Para os transformadores 1 e 2, cujo nível básico de isolamento (NBI) também é de 90kV, a tensão de surto se manteve dentro dos níveis de suportabilidade, não sendo necessária a inserção de pára-raios de proteção.

Visando reduzir o impacto da descarga no cabo fase, no transformador 3, inseriu-se um pára-raios na entrada do mesmo. Os resultados estão na figura

3.12, a qual apresenta os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos três transformadores de distribuição em relação às diferentes resistências de aterramento do neutro desses transformadores, com a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.

Para este caso não se fez simulação considerando a resistência de terra de $10^5 \Omega$, a qual representa uma resistência infinita, pois a sua utilização significaria que o pára-raios inserido no transformador 3 não estaria aterrado.

Observa-se mais uma vez que mesmo para os diferentes valores de resistência de aterramento do neutro dos transformadores 1 e 2, não houve grandes diferenças entre os valores máximos de tensão de surto, os quais continuaram se mantendo dentro dos limites de suportabilidade dos dois equipamentos, apresentando uma queda em seu valor em relação aos apresentados na figura 3.11.

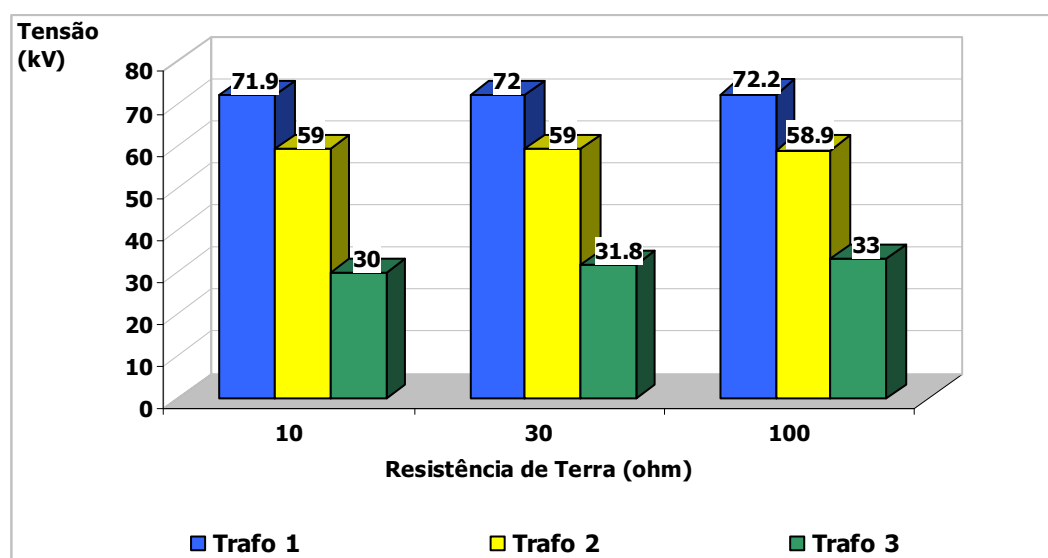


Figura 3. 12 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.

Para o transformador 3, a inserção do pára-raios se mostrou eficaz, cortando a tensão de surto por volta de 30kV. É possível notar também a tendência de crescimento da tensão de corte do pára-raios conforme se aumenta o valor da resistência de aterramento.

Prosseguindo nas análises, a figura 3.13 apresenta os níveis máximos da tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição (lado de 220V) em relação às diferentes resistências de aterramento de seus neutros, sem a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.

Observa-se que, conforme o valor da resistência de terra do neutro dos transformadores aumenta, o nível da tensão de surto que atinge a baixa tensão também cresce.

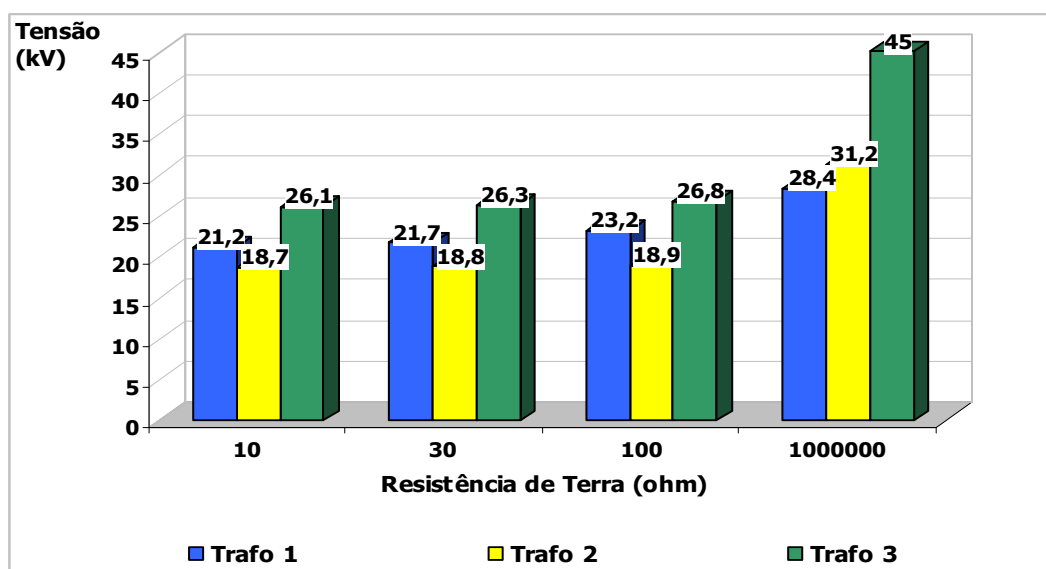


Figura 3. 13 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, sem a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.

Outro ponto relevante a ser observado, é a intensidade do nível da tensão de surto que atinge o secundário dos transformadores, apresentando valores demasiadamente elevados. Vê-se, portanto, que a descarga atmosférica que incide em cabo fase de linha de transmissão, resulta em níveis de tensão de surto muito maiores na baixa tensão (220V), quando comparados àquela hipótese em que a descarga incide em cabo pára-raios (cujos valores estão presentes na figura 3.6).

Inserindo-se um pára-raios na entrada do transformador 3, tem-se os resultados ilustrados na figura 3.14, a qual apresenta no secundário dos

transformadores de distribuição (lado de 220V) em relação às diferentes resistências de aterramento de seus neutros, com a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.

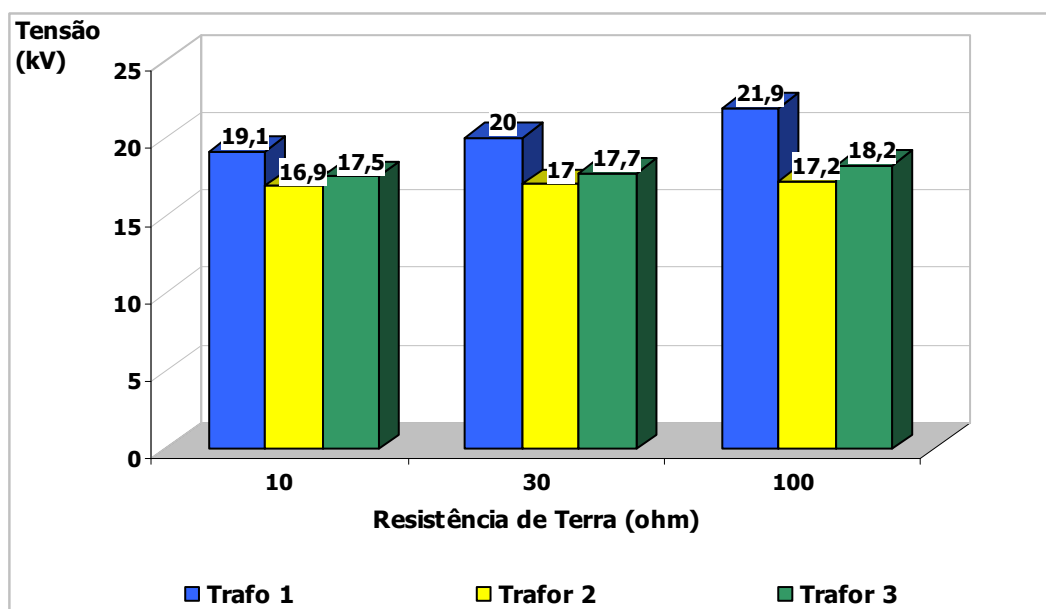


Figura 3. 14 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com a inserção de pára-raios de proteção no transformador 3.

Da mesma forma que para a simulação da figura 3.12, não se utilizou, nesta análise, a resistência de $10^5 \Omega$. Nota-se que os níveis da tensão de surto que atingem a baixa tensão (220V), embora agora menores, ainda permanecem elevados, tendendo a crescer com o aumento do valor da resistência de aterramento.

Finalizando este estudo de caso, em seguida serão mostrados os resultados obtidos quando da inserção de supressores de surto no secundário de cada transformador de distribuição. Tais resultados estão na figura 3.15, a qual apresenta os níveis máximos de tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição (lado de 220V) em relação às diferentes resistências de aterramento de seus neutros, com a inserção do supressor de surto no secundário de cada transformador.

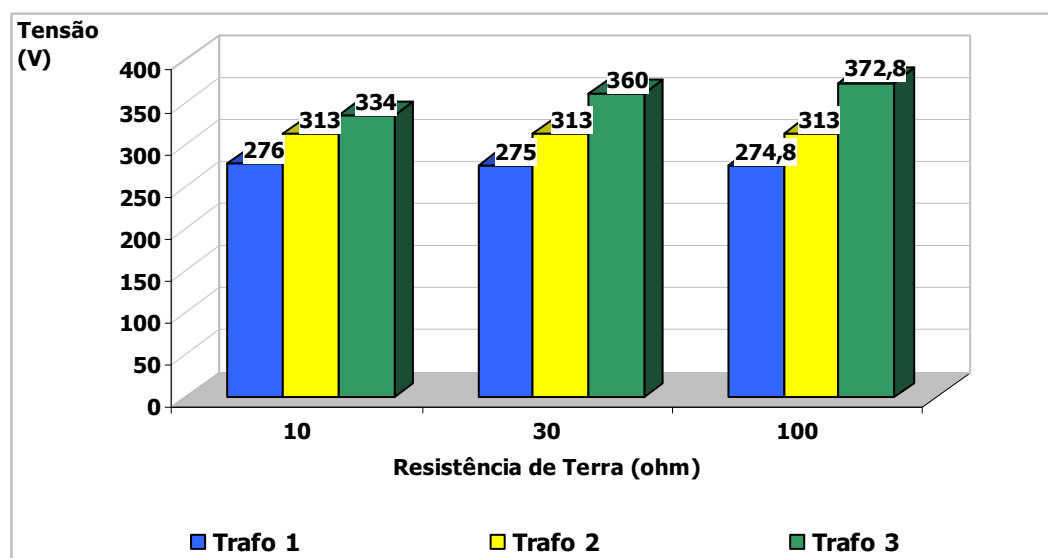


Figura 3. 15 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com inserção de supressor de surto no secundário de cada transformador.

Verifica-se, através da figura 3.15, que esta proposta (inserção do supressor junto ao secundário dos transformadores) mostrou-se bastante eficaz, pois, assim, consegue-se atenuar consideravelmente o nível de tensão de surto que atinge a baixa tensão (220V): os níveis máximos de tensão de surto agora obtidos variam entre 270V e 280V (ao contrário dos valores observados na figura 3.14, sempre entre 16kV e 22kV).

Pode-se considerar que os resultados para todas as resistências de terra foram bastante aproximados. Sendo assim, vê-se que, com a inserção do supressor, o valor da resistência de aterramento não influenciou de forma considerável o nível da tensão de surto na baixa tensão.

3.2.4 - CONCLUSÕES PARA A ANÁLISE RELATIVA AOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM CABO FASE

Através dos resultados apresentados no caso acima, pode-se concluir que descargas atmosféricas que incidem em cabo fase de linha de transmissão resultam em níveis de tensão de surto muito mais elevados quando comparados a descargas que incidem em cabos guardas.

Pode-se afirmar também que a malha de aterramento da subestação, mesmo possuindo pontos de resistência de terra com diferentes valores, apresentou uma similaridade nos resultados ao se mudar o ponto de aterramento dos pára-raios de entrada e saída da SE. Por outro lado, para o transformador de potência ocorreu uma diferença maior entre os níveis da tensão de surto conforme se muda o ponto de aterramento na malha. Não havendo como prever o melhor ponto, deve-se considerar o nível de tensão de surto da pior situação.

A inserção do pára-raios de proteção junto ao primário do transformador de potência mostrou-se eficaz, reduzindo os níveis da tensão de surto pra valores em torno de 200kV.

Para o lado primário dos transformadores de distribuição (em 13,8 kV), os níveis de tensão de surto dos transformadores 1 e 2 não ultrapassaram a suportabilidade destes equipamentos. Entretanto, para o transformador 3 fez-se necessária a inserção de pára-raios, pois o nível da tensão de surto causada pela descarga ultrapassou seu nível básico de isolamento (NBI).

Para o lado de baixa tensão (220V), as sobretensões induzidas apresentaram-se bastante elevadas, ficando em torno de 20kV. A inserção do supressor de surto se mostrou bastante eficaz, reduzindo a sobretensão de surto na baixa para valores em torno de 300V.

3.3 - ANÁLISE DO CASO 2: DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NA MÉDIA TENSÃO

3.3.1 - DESCARGA NA MÉDIA TENSÃO

Tal como para o estudo anterior, neste caso, também foi aplicada uma descarga atmosférica com valor de crista de 20kA, tempo de crista de 1,2 e 50 μ s de tempo de calda. Esta descarga foi aplicada na linha de distribuição de 13,8kV, a 500m após a saída da SE. Os resultados e análises deste caso apresentarão o impacto causado por descargas atmosféricas na média (lado de 13,8kV) e baixa tensão (lado de 220V) dos transformadores de distribuição.

A figura 3.16 ilustra, no sistema modelado no *ATPDraw*, o local onde a descarga atmosférica foi aplicada.

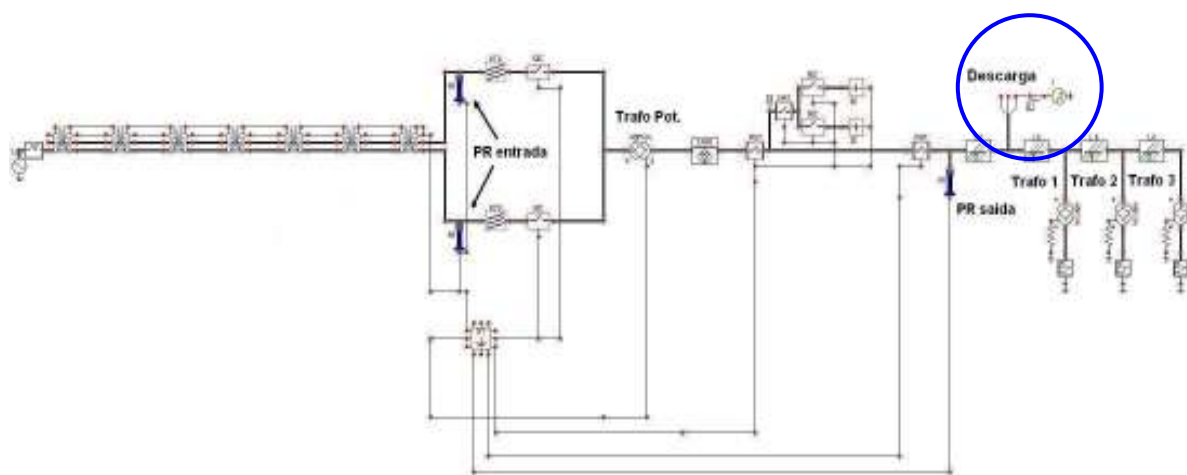


Figura 3. 16 – Diagrama unifilar do sistema no *ATPDraw* com identificação do local da descarga na média tensão (13,8kV).

A figura 3.17 apresenta os níveis máximos da tensão de surto na média tensão (13,8kV) dos três transformadores de distribuição em relação às diferentes resistências de aterramento do neutro dos mesmos, cujos valores já foram apresentados no início deste capítulo.

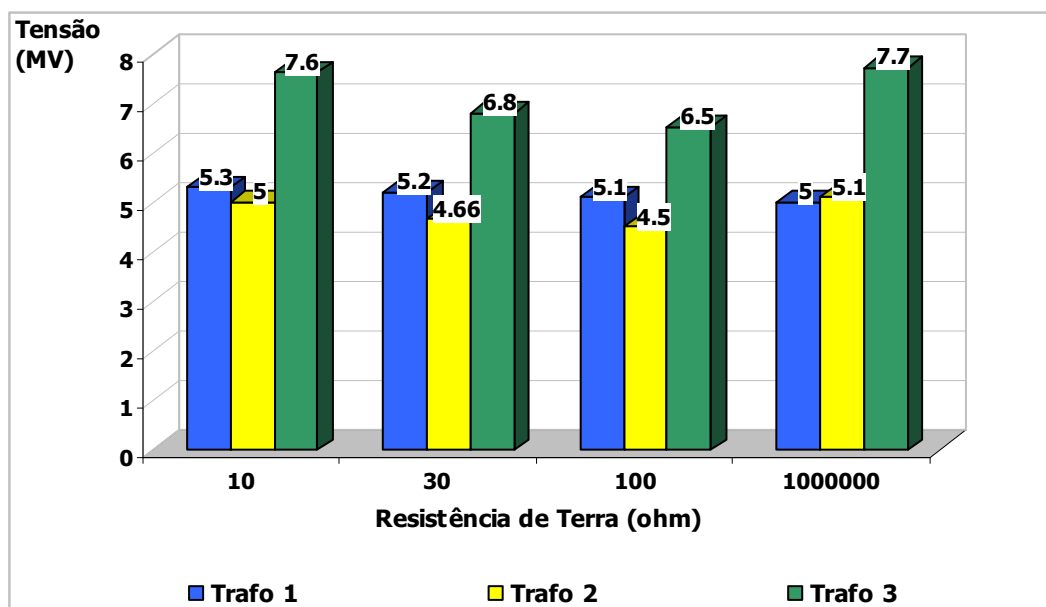


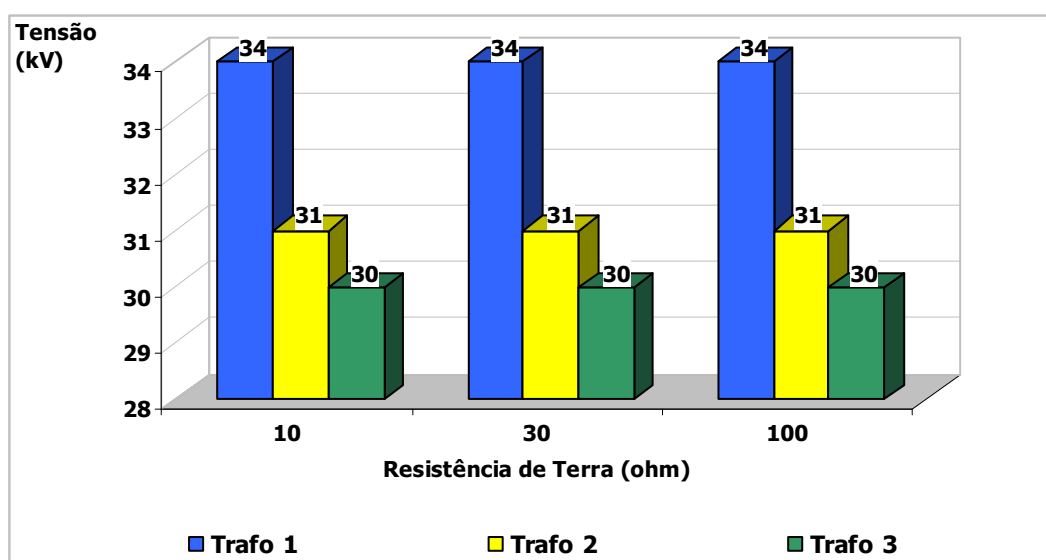
Figura 3. 17 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 20kA. Unidade do eixo das ordenadas é Mega-Volts.

Verifica-se, através dos resultados mostrados na figura acima, que o nível da tensão de surto que atinge os transformadores de distribuição é extremamente elevado, chegando à ordem de *Megavolts*! Uma descarga com tal ordem de grandeza, ao incidir sobre a linha, irá causar *flash over* nos isoladores e romperá o isolamento de eventuais pára-raios existentes.

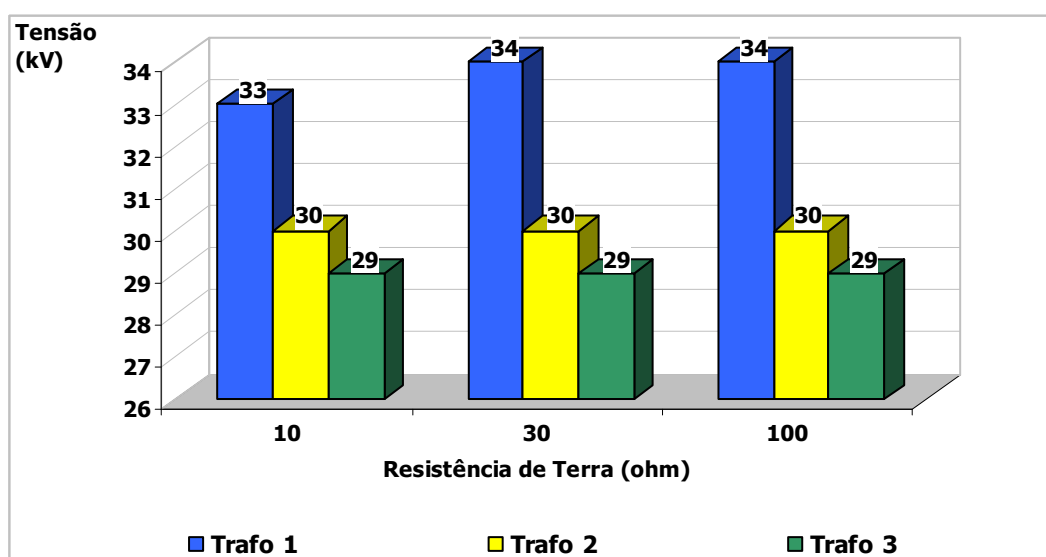
A fim de verificar o efeito da resistência de terra na atenuação de descargas atmosféricas, serão apresentados abaixo alguns resultados de simulações com três diferentes valores para a corrente de descarga: 20 kA (já utilizado inicialmente), 15 kA e 10 kA. Devido ao alto valor da corrente de descarga, será considerada a inserção de pára-raios de proteção no primário dos três transformadores de distribuição.

Para os casos apresentados a seguir não se fez simulação considerando a resistência de terra de $10^5 \Omega$, a qual representa uma resistência infinita, pois a sua utilização significaria que os pára-raios inseridos nos transformadores não estariam aterrados.

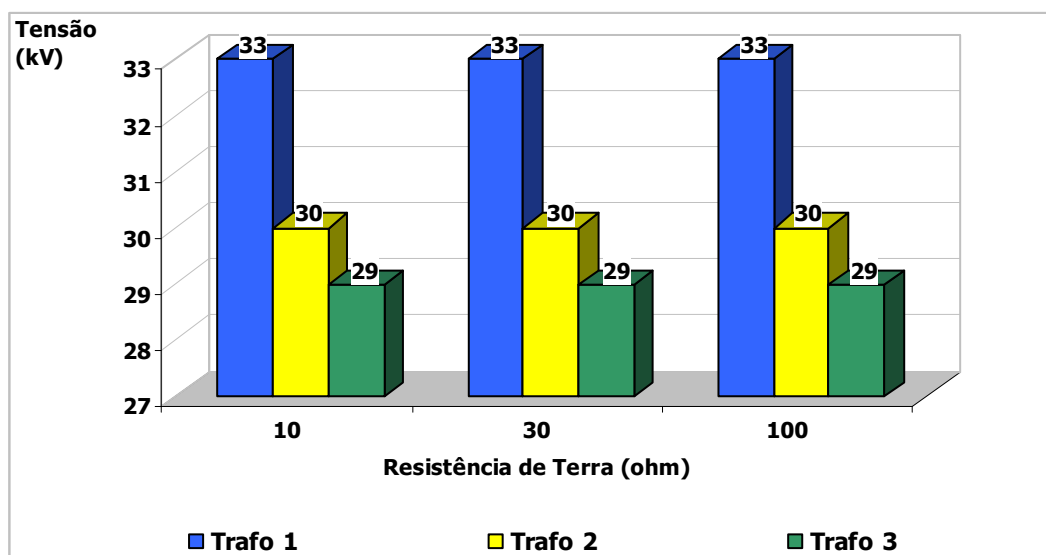
A figura 3.18 (a) apresenta os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição devido a uma descarga atmosférica de 20kA, com a inserção de pára-raios de proteção no lado de alta dos três transformadores. O mesmo apresenta a figura 3.18 (b), porém para descarga de 15kA. E na seqüência, a figura 3.18 (c) apresenta tais resultados para a descarga de 10kA.



(a)



(b)



(c)

- (a) - Níveis máximos da tensão de surto no primário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 20kA.
- (b) - Níveis máximos da tensão de surto no primário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 15kA.
- (c) - Níveis máximos da tensão de surto no primário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 10kA.

Figura 3. 18 – Níveis máximos da tensão de surto no primário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.

Observando a figura 3.18 (a), verifica-se que, independente do valor da resistência de terra, o nível da tensão de surto na alta dos transformadores foi atenuado pelos pára-raios pelo mesmo valor, permanecendo todos abaixo do nível de impulso básico dos equipamentos (90kV). O mesmo ocorre para as situações das figuras 3.18 (b) e (c), apesar dos diferentes valores de corrente de descarga.

Pode-se inferir a partir de tal quadro que, independente do valor da corrente de descarga atmosférica, o nível de tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição, depois de atenuado pelos pára-raios, será sempre em torno de 30kV. Porém, não se entrará em detalhes no presente trabalho quanto à suportabilidade do pára-raios, ou seja, a energia que tal equipamento terá que suportar a fim de atenuar o nível de tensão de surto gerado por cada valor de descarga.

Com o objetivo de analisar os impactos causados também no lado secundário (220V) dos transformadores, serão apresentadas a seguir algumas figuras contendo os resultados dos estudos efetuados no lado de baixa tensão (220V).

A figura 3.19 apresenta os níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro dos mesmos devido a uma descarga atmosférica de 20kA, com a inserção de pára-raios de proteção no primário dos três transformadores.

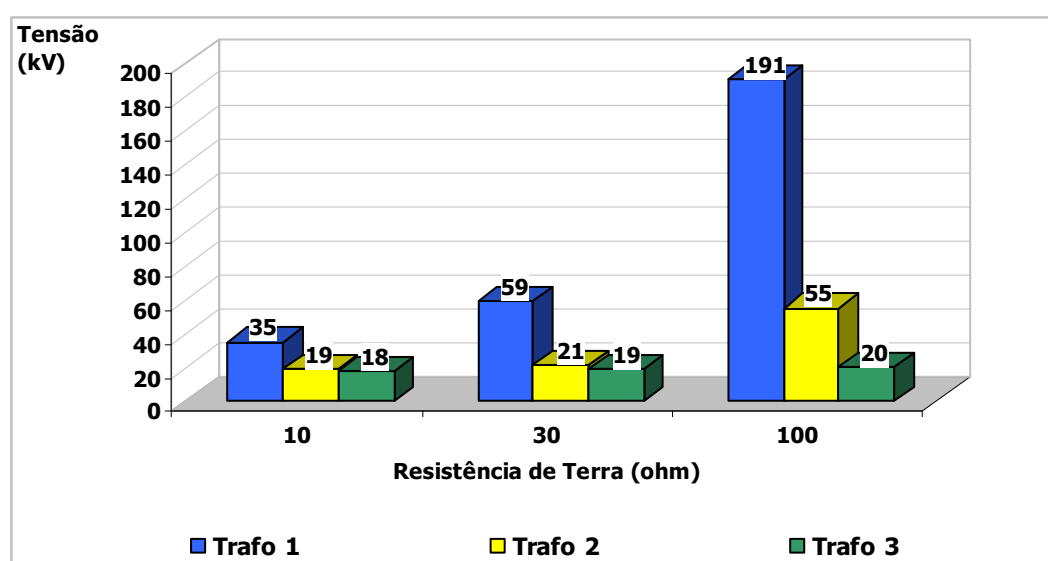


Figura 3. 19 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 20kA, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.

Diferentemente dos resultados presentes na figura 3.18 (a), (b) e (c), observa-se, na figura 3.19, uma tendência de crescimento do nível da tensão de surto que atinge o secundário dos transformadores, conforme o aumento do valor da resistência de aterramento de seus neutros. Tal situação é bastante perceptível para o transformador 1, pois o nível da tensão de surto para os diferentes valores de resistência de terra é consideravelmente mais elevado quando comparado aos níveis dos transformadores 2 e 3. Sendo que, para estes dois últimos, o nível de tensão de surto que atinge o transformador 2 é maior em relação ao transformador 3.

Este quadro explica-se devido às diferenças de proximidades destes equipamentos em relação ao local da descarga atmosférica. O transformador 1, sendo o mais próximo deste local (500m), recebe a descarga com toda sua intensidade de corrente. Por outro lado, os transformadores 2 e 3 são atingidos pela descarga já com menos energia a ser dissipada.

Prosseguindo com as análises, a figura 3.20 apresenta os níveis máximos da tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro dos mesmos, devido a uma descarga atmosférica de 15kA, com a inserção de pára-raios de proteção no primário dos três transformadores.

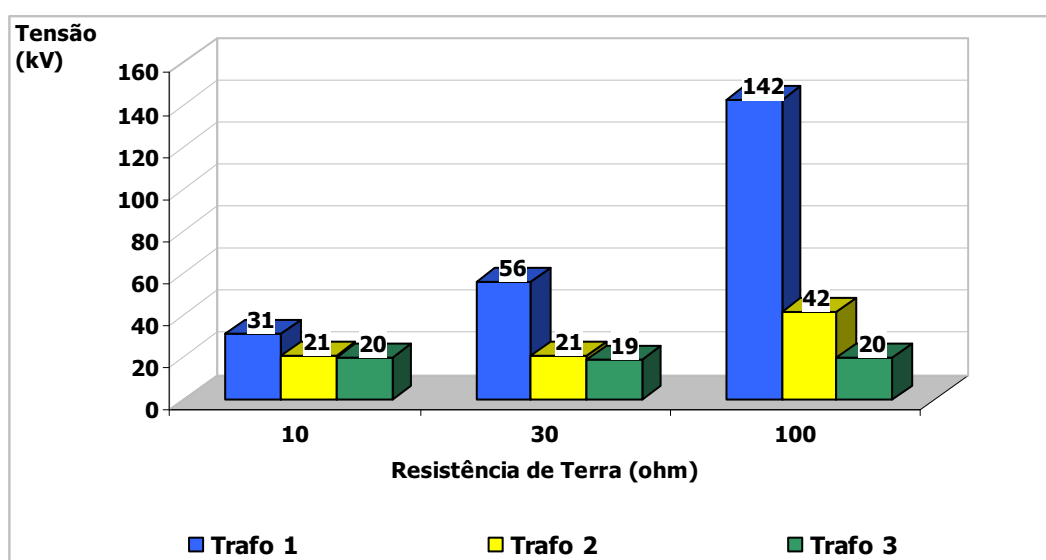


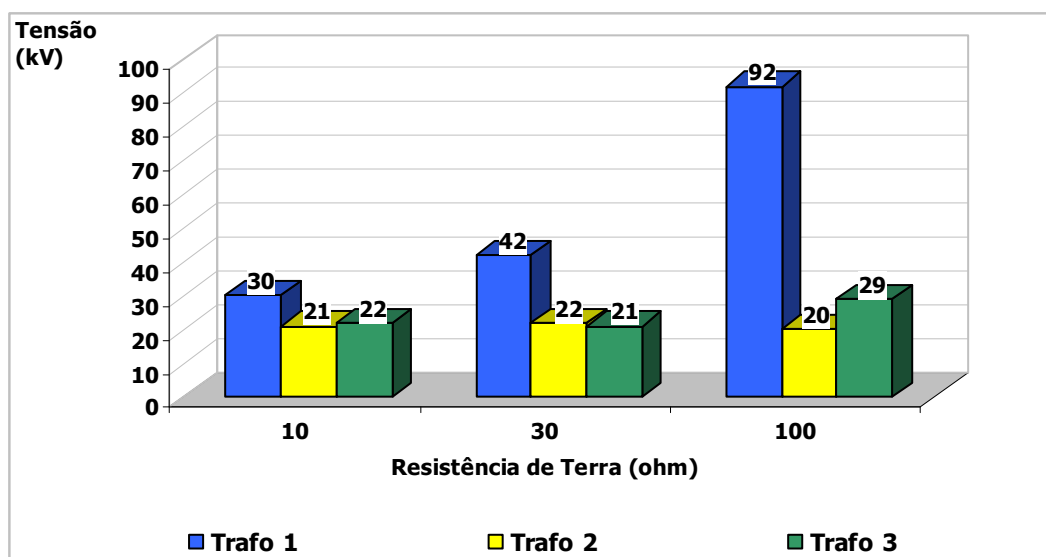
Figura 3. 20 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 15kA, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.

Da mesma forma que os resultados apresentados na figura 3.19, verifica-se, através da figura 3.20, que permanece a tendência de crescimento do nível da tensão de surto que atinge a baixa tensão dos transformadores conforme o aumento do valor da resistência de aterramento de seus neutros. Devido aos mesmos fatos explicados anteriormente, aqui tal situação também é mais intensa para o transformador 1. Porém, pelo fato de ser uma descarga de menor

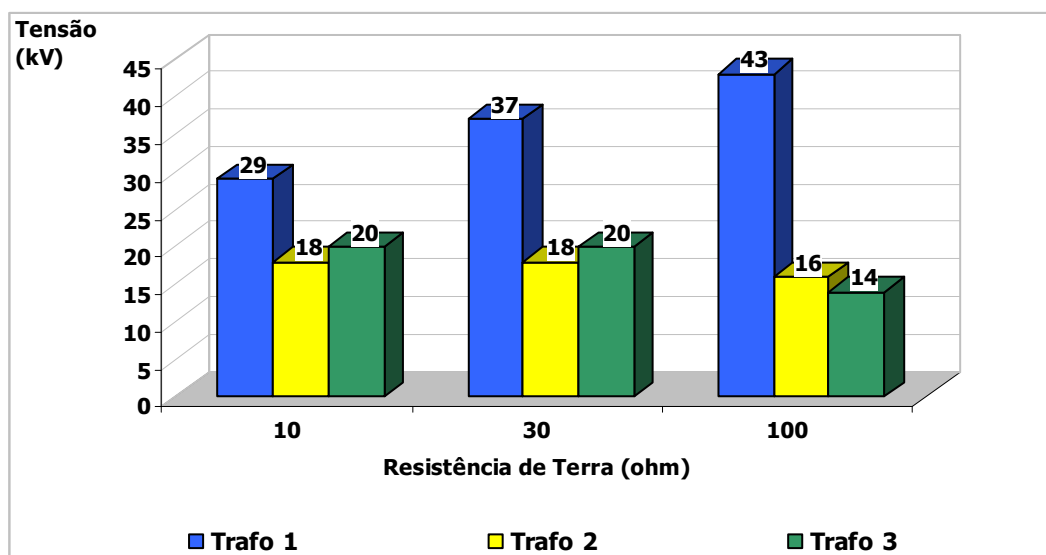
intensidade de corrente (15kA), o valor dos níveis de tensão que atingem o secundário, principalmente do transformador 1, é menor quando comparado aos níveis da figura 3.19.

Na seqüência, a figura 3.21 (a) abaixo apresenta os níveis máximos da tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, devido a uma descarga atmosférica de 10kA, com a inserção de pára-raios de proteção no primário dos três transformadores. A figura 3.21 (b) ilustra a mesma situação, porém para uma descarga de 5kA.

Tanto para a figura 3.21 (a) quanto para a figura 3.21 (b), confirma-se a tendência apresentada nas figuras 3.19 e 3.20. O aumento do valor da resistência de terra influencia no valor da tensão de surto que atinge o secundário dos transformadores de distribuição. O secundário do transformador 1 permanece sendo o mais afetado pela descarga.



(a)



(b)

- (a) – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 10kA.
- (b) – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 5kA.

Figura 3. 21 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios no lado de alta dos mesmos.

A seguir será apresentada uma análise mais detalhada, considerando uma descarga atmosférica com forma de onda de $1,2 \times 50\mu s$ – 2,5kA, incidindo na linha de distribuição de 13,8kV a 500m da saída da SE. Será feita a análise com inserção de supressor de surto no secundário dos transformadores de distribuição.

Para estas condições, a figura 3.22 ilustra os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos três transformadores de distribuição em relação às diferentes resistências de aterramento dos neutros desses transformadores.

Observa-se que, para o transformador 1, com o aumento do valor da resistência de aterramento de seu neutro, o nível de tensão de surto diminui. Como em algumas situações dos casos anteriores, tal fenômeno pode ocorrer devido às reflexões do sinal de tensão. Muitas vezes o sinal que chega ao transformador é positivo e o que retorna é negativo (ou possui uma parcela

negativa). Assim, os dois sinais se subtraem, resultando em um nível de tensão de surto menor no transformador.

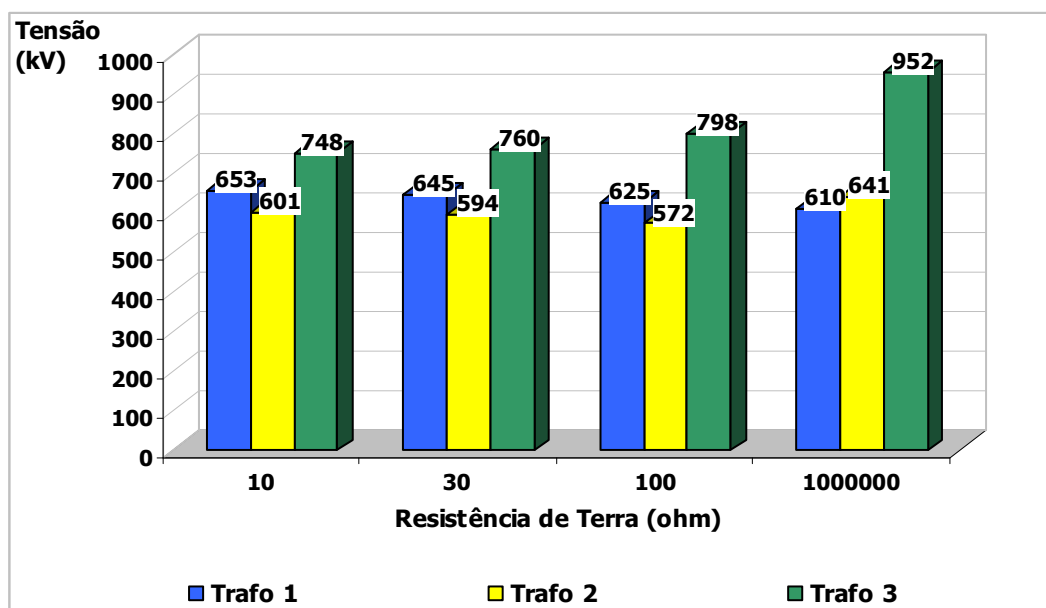


Figura 3. 22 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores para descarga de 2,5kA. Unidade do eixo das ordenadas é kV

O mesmo fenômeno ocorre com o transformador 2. No entanto, para o transformador 3 vê-se, com clareza, a influência da resistência de aterramento. Quanto maior o valor desta, tanto maior é a tensão de surto que atinge o equipamento.

Para os três transformadores, o nível da tensão de surto ultrapassa o nível básico de isolamento (NBI), que é de 90kV. Para tentar reduzir estes níveis para valores mais razoáveis, a seguir serão testadas três hipóteses de inserção de pára-raios de proteção:

- Somente no primário do transformador 1;
- Nos primários dos transformadores 1 e 2;
- Nos primários dos transformadores 1, 2 e 3.

Para este caso não se fez simulação considerando a resistência de terra de $10^5 \Omega$, a qual representa uma resistência infinita, pois a sua utilização significaria que o pára-raios inserido no transformador 3 não estaria aterrado.

A figura 3.23 apresenta os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos três transformadores de distribuição em relação à resistência de aterramento de 10Ω , com inserção de pára-raios apenas no transformador 1.

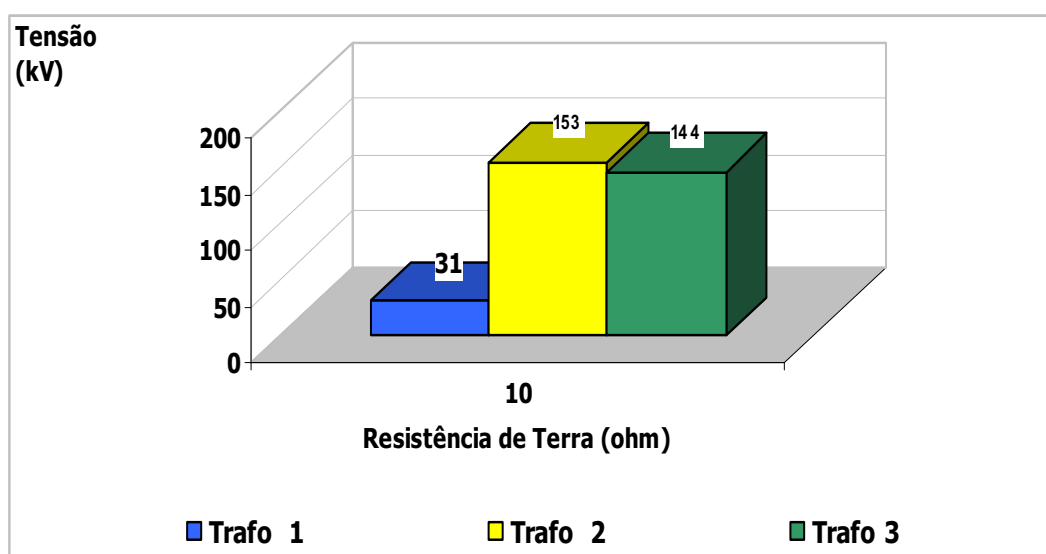


Figura 3. 23 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios apenas no transformador 1.

Analisando esta figura, observa-se que, para o transformador 1, a inserção do pára-raios se mostrou eficaz, cortando a tensão de surto por volta de 31kV. Porém, apesar de o nível da tensão de surto nos demais transformadores também ter sido reduzido em relação à figura 3.22, o nível básico de isolamento (NBI) prossegue sendo ultrapassado. Cabe aqui ressaltar que a figura 3.23 mostra resultados apenas para a resistência de terra de 10Ω porque se os níveis de suportabilidade dos transformadores 2 e 3 já foram ultrapassados para este valor de resistência, o mesmo acontecerá para os valores maiores de 30Ω e 100Ω .

Prosseguindo nas análises, inseriu-se pára-raios nos transformadores 1 e 2. Os efeitos disso estão mostrados nos resultados da figura 3.24, a qual apresenta os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos três transformadores de distribuição em relação às três diferentes resistências de aterramento de seus neutros. Nota-se, nesta figura, que a inserção do pára-raios se mostrou eficaz para os transformadores 1 e 2, cortando a tensão de surto por volta de 30kV para todos os valores de resistência de aterramento.

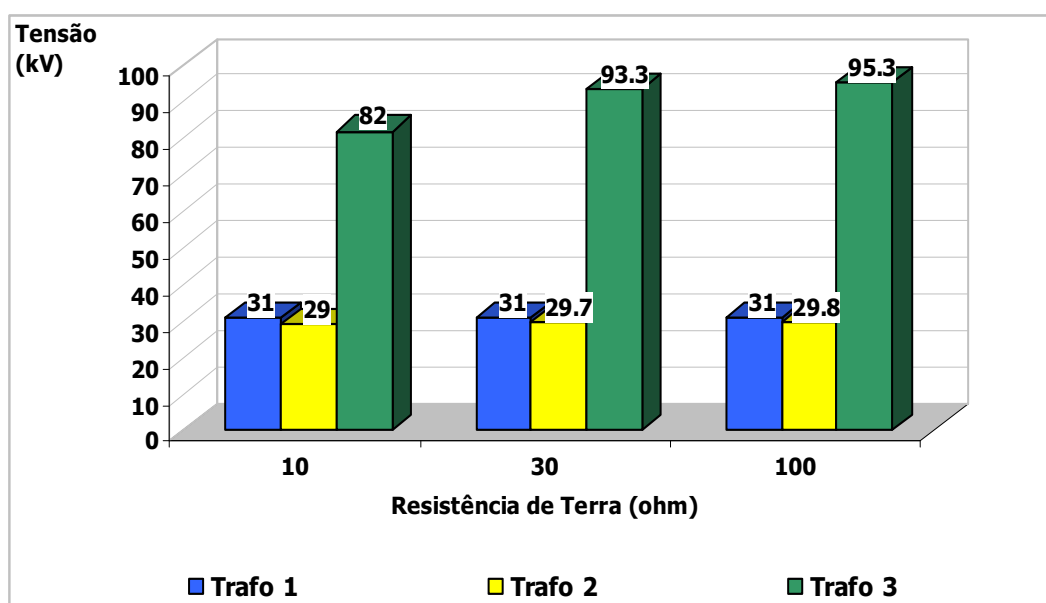


Figura 3. 24 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios nos transformadores 1 e 2.

Para o transformador 3, o nível da tensão de surto alcançado para a resistência de 10Ω se manteve dentro da suportabilidade do equipamento. Entretanto, para as resistências de 30Ω e 100Ω o nível básico de impulso foi ultrapassado.

Seqüenciando as análises, tem-se, a seguir, a figura 3.25, que ilustra os níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) nos três transformadores de distribuição em relação às diferentes resistências de

aterramento de seus neutros, para a hipótese em que os três transformadores possuem pára-raios.

Verifica-se que a inserção do pára-raios se mostrou eficaz, cortando a tensão de surto dos transformadores 1, 2 e 3 respectivamente em 31kV, 29,8kV e 28,8kV para todos os valores de resistência de aterramento.

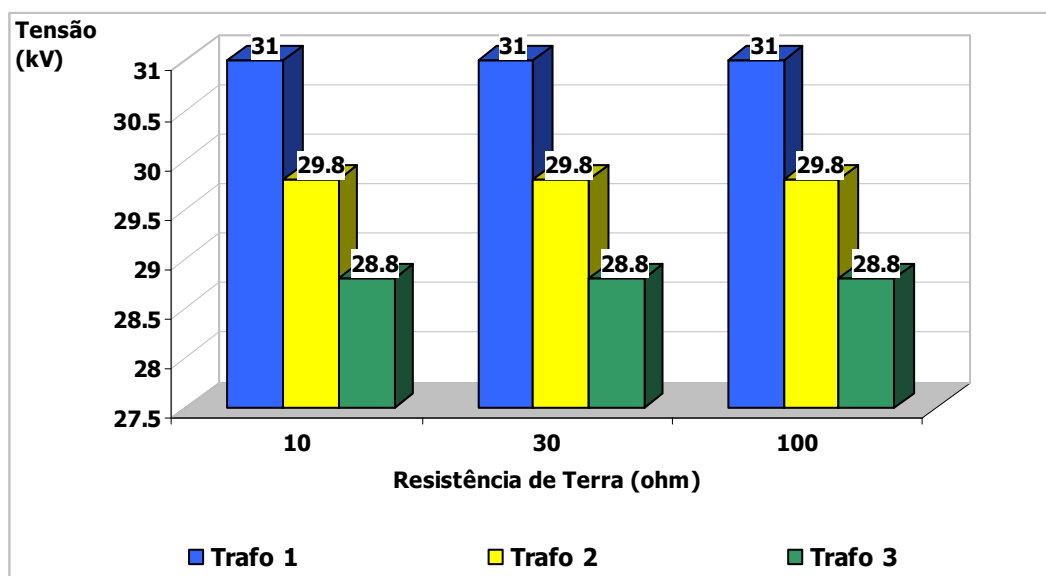


Figura 3. 25 – Níveis máximos da tensão de surto no primário (13,8kV) dos transformadores de distribuição em relação à resistência de neutro desses transformadores, com inserção de pára-raios nos transformadores 1, 2 e 3.

Os efeitos dos impactos destas descargas atmosféricas também se fazem presentes no lado secundário dos transformadores (220V). Os resultados estão na figura 3.26 (que apresenta os níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) dos três transformadores de distribuição em relação às diferentes resistências de aterramento de seus neutros, com inserção de pára-raios nos transformadores 1, 2 e 3.

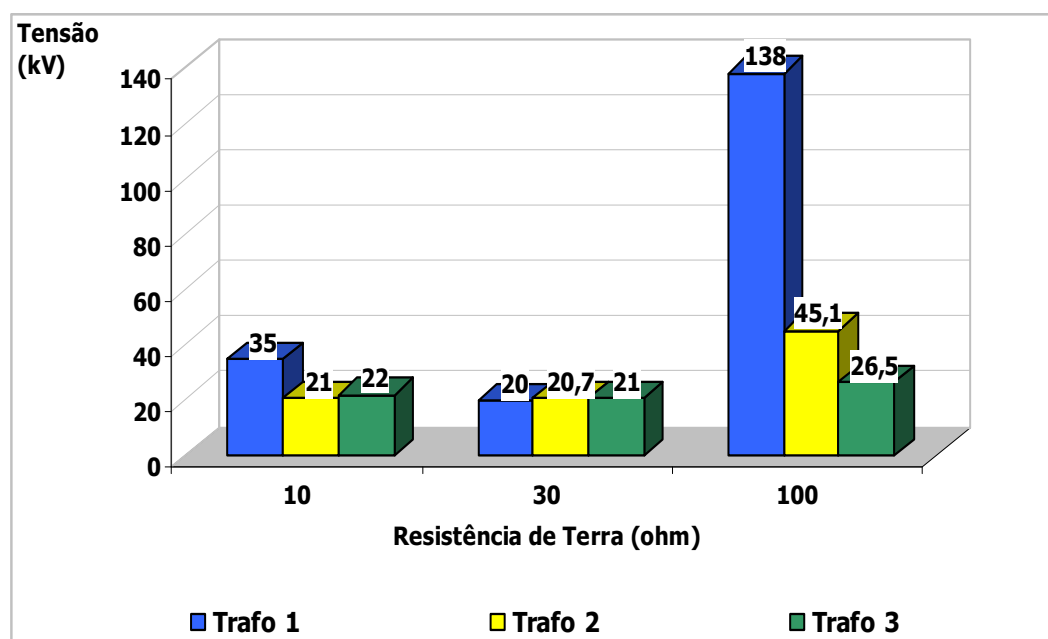


Figura 3. 26 – Níveis máximos da tensão de surto na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição, com a inserção de pára-raios nos transformadores 1, 2 e 3.

Pela figura 3.26, pode-se verificar que, mesmo com a inserção de pára-raios nos primários dos três transformadores, a proteção não foi garantida: os níveis da tensão de surto que atingem o secundário dos transformadores de distribuição são bastante elevados, principalmente para a resistência de terra de 100Ω .

Finalizando este estudo de caso, em seguida serão apresentados os resultados obtidos quando da inserção de supressores de surto no secundário dos transformadores de distribuição. Tais resultados estão na figura 3.27, a qual apresenta os níveis máximos da tensão de surto no secundário dos transformadores de distribuição (lado de 220V), em relação às diferentes resistências de aterramento de seus neutros, com a inserção do supressor de surto em cada um.

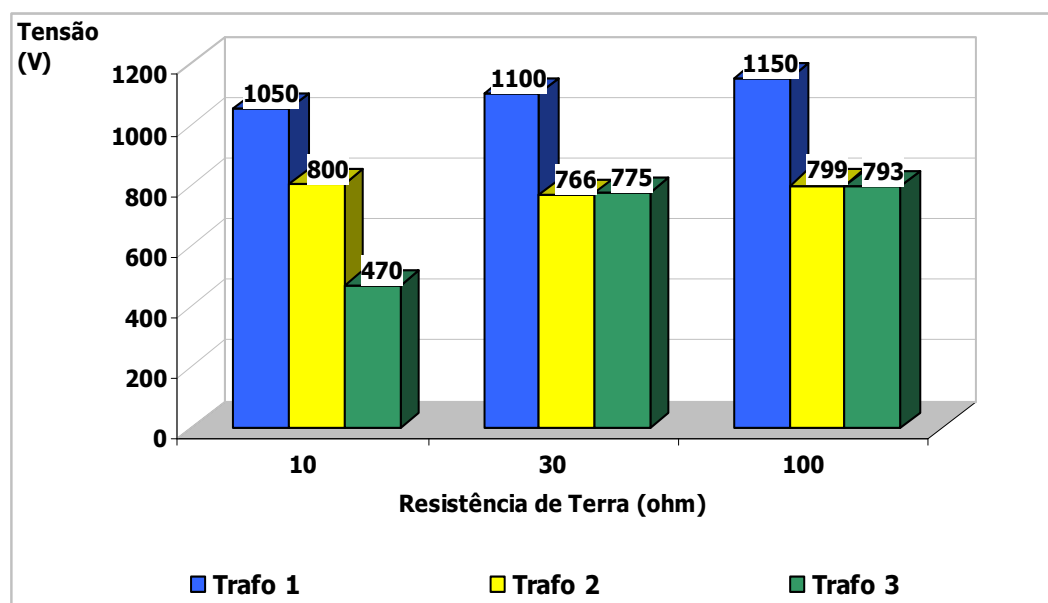


Figura 3. 27 – Níveis máximos da tensão de surtos na baixa tensão (220V) em relação à resistência de neutro dos transformadores de distribuição com inserção de supressor de surto no secundário de cada transformador.

Observa-se, através da figura 3.27, que a inserção do supressor junto ao secundário dos transformadores mostrou-se bastante eficaz, pois, assim, consegue-se atenuar consideravelmente o nível de tensão de surto que atinge a baixa tensão: os níveis máximos de tensão de surto agora obtidos variam entre 1150V e 470 V (ao contrário dos valores observados na figura 3.26, sempre entre 20 kV e 138 kV!).

Os resultados obtidos para cada resistência de terra foram bastante similares (apesar de haver uma tendência de crescimento da tensão de surto com o aumento da resistência de aterramento).

3.3.2 - CONCLUSÕES PARA A ANÁLISE RELATIVA AOS EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS OCORRIDAS NA MÉDIA TENSÃO

Para o lado primário dos transformadores de distribuição (em 13,8 kV), todos os níveis de tensão de surto ultrapassaram o nível básico de isolamento (NBI) destes equipamentos, sendo necessária a inserção de pára-raios de proteção nos três transformadores.

Para o lado da baixa tensão (220V), verificou-se que, sem a adição de supressor de surto, os níveis de tensão de surto são demasiadamente elevados, apresentando piora para a resistência de 100Ω . Contudo, a adição do supressor de surto mostrou-se bastante eficaz, pois o nível de tensão de surto sofreu uma redução drástica, além de apresentar também uma tendência de crescimento conforme se aumenta o valor da resistência de terra.

Assim, pode-se concluir que descargas atmosféricas que incidem em linhas de distribuição da classe de tensão de 13,8 kV resultam em níveis de tensão de surto muito elevados, principalmente no lado de baixa tensão (220V), que é onde estão os consumidores residenciais. A adição de pára-raios junto ao primário destes transformadores, bem como a inserção de supressores de surtos no lado secundário são providências que se mostraram eficientes na redução dos impactos das descargas atmosféricas.

3.4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas estudos e análises dos seguintes casos:

- Descarga atmosférica na alta tensão, contendo os casos:
 - Descarga no *cabo guarda (para-raios)* da linha de transmissão.
 - Descarga no *condutor fase* da linha de transmissão.
- Descarga atmosférica na média tensão.

Através dos histogramas apresentados contendo os resultados das simulações de cada caso, pôde-se verificar a influência da resistência de aterramento na atenuação de descargas atmosféricas.

Para o transformador de potência, a inserção de para-raios junto a seu primário apresentou bons resultados, reduzindo consideravelmente os níveis das tensões de surto.

Por fim, a inserção do supressor de surto na baixa tensão provou-se bastante eficaz em termos de redução das sobretensões.

CAPÍTULO IV

CONCLUSÕES GERAIS

Serão reunidas a seguir as conclusões gerais, contendo as principais constatações e contribuições do presente trabalho.

Através do Capítulo I foi apresentado o tema de concentração desta dissertação, relacionando-o com a situação atual e apontando suas principais relevâncias. Além disso, destaca-se a apresentação da síntese dos principais documentos bibliográficos agrupados por temas afins, que foram de extrema importância para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

No Capítulo II foi apresentado em detalhes o sistema elétrico sobre estudo e as modelagens dos equipamentos pertencentes a tal sistema. Discorreu-se também sobre o software utilizado para efetuar as modelagens e as simulações dos casos escolhidos, com o objetivo de informar, de modo geral, sobre as funcionalidades e aplicabilidades do software *ATP*. Um especial cuidado foi dedicado a modelagem do sistema. Todos os modelos dos equipamentos foram feitos a partir de dados reais, visando tornar as análises as mais fiéis possíveis à realidade e apresentar, assim, um estudo conciso e enriquecedor sobre os efeitos de descargas atmosféricas em média e baixa tensão. As referências [1, 2, 3, 4], originadas de um P&D desenvolvido através de uma parceria entre a Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia com a AES Eletropaulo, foram grandes fontes de conhecimento e informações de vários equipamentos e de suas modelagens.

No Capítulo III foram apresentados os resultados dos estudos e das análises dos seguintes casos:

- Descarga atmosférica na alta tensão, contendo os casos:

Descarga no *cabo guarda (pára-raios)* da linha de transmissão.

Descarga no *condutor fase* da linha de transmissão.

- Descarga atmosférica na média tensão.

Foram explicitados todos os parâmetros necessários para a realização das simulações, sendo estes o passo de integração, o tempo máximo de simulação e a fonte de surto. Para verificar a influência do aterramento na atenuação das descargas atmosféricas e sobretensões induzidas foram utilizados diferentes valores de resistência de aterramento para o neutro dos transformadores de distribuição. Com o mesmo objetivo, variou-se o ponto de aterramento na malha de terra da subestação dos pára-raios de entrada e saída e do transformador de potência.

Através dos resultados do caso de descarga no *cabo guarda (pára-raios)* da linha de transmissão, pode-se concluir os seguintes fatos:

- Descargas atmosféricas em cabo pára-raios de linha de transmissão são bastante atenuadas pela própria linha e suas sustentações. Por isso o nível máximo da tensão de surto se apresenta bem abaixo do nível de suportabilidade dos equipamentos da subestação;
- A malha de aterramento da subestação, apesar de possuir pontos de resistência de terra com diferentes valores, apresentou uma similaridade nos resultados ao se mudar o ponto de aterramento de alguns equipamentos da SE;
- Para o lado primário dos transformadores de distribuição (em 13,8 kV), os níveis de tensão de surto não apresentaram grandes variações em seus valores em relação às diferentes resistências de terra de seus neutros, nem mesmo mostraram algum perigo a suportabilidade dos transformadores.

- Para o lado da baixa tensão, sem a adição de supressor de surto, verificou-se que os maiores níveis de sobretensão induzida ocorreram no transformador mais próximo à saída da SE, seguido pelo transformador do final da linha, que, apesar de ser o mais distante da SE, sofreu o fenômeno da reflexão de onda. Com a adição do supressor, os níveis de tensão de surto apresentaram uma redução em relação à sobretensão induzida gerada sem a adição do supressor. Além disso, foi possível notar que ocorreu uma similaridade nos níveis de tensão de surto para todos os valores da resistência de terra do neutro dos transformadores de distribuição.

Na seqüência, foi apresentado o caso de descarga no *condutor fase* da linha de transmissão. Através de seus resultados, pode-se concluir os seguintes fatos:

- Os níveis de tensão de surto gerados por descargas atmosféricas que incidem em cabo fase de linha de transmissão são muito mais elevados quando comparados a descargas que incidem em cabos guardas;
- Apesar de a malha de aterramento da subestação possuir pontos de resistência de terra com diferentes valores, ocorreu uma similaridade nos resultados ao se mudar o ponto de aterramento dos pára-raios de entrada e saída da SE. Por outro lado, para o transformador de potência ocorreu uma diferença maior entre os níveis da tensão de surto conforme o ponto de aterramento na malha foi alterado. Não havendo como prever o melhor ponto, o correto é considerar o nível de tensão de surto da pior situação;
- A inserção de pára-raios de proteção junto ao primário do transformador de potência mostrou-se bastante eficaz na redução da tensão de surto que o atinge, possibilitando até mesmo redução de custos com a utilização de um transformador com NBI menor;
- Para o lado primário dos transformadores de distribuição (em 13,8 kV), os níveis de tensão de surto dos dois transformadores mais próximos a saída

da SE não ultrapassaram a suportabilidade destes equipamentos. Entretanto, para o transformador do final da linha de distribuição fez-se necessária a inserção de pára-raios, pois o nível da tensão de surto causada pela descarga ultrapassou seu nível básico de isolamento (NBI);

- Para o lado de baixa tensão (220V), as sobretensões induzidas apresentaram-se bastante elevadas, ficando em torno de 20kV. A inserção do supressor de surto se mostrou bastante eficaz, reduzindo a sobretensão de surto na baixa para valores em torno de 300V.

Por último foi apresentado o caso de descarga atmosférica na média tensão. Através dos resultados deste caso, pode-se concluir os seguintes fatos:

- Para o lado primário dos transformadores de distribuição (em 13,8 kV), todos os níveis de tensão de surto ultrapassaram o nível básico de isolamento (NBI) destes equipamentos para todas as intensidades de correntes das descargas simuladas, sendo, dessa forma, necessária a inserção de pára-raios de proteção no primário dos três transformadores;
- Para o lado da baixa tensão (220V), considerando a inserção de pára-raios no primário de todos os três transformadores, verificou-se que, sem a adição de supressor de surto, os níveis da sobretensões induzidas são demasiadamente elevados, ficando acima dos 14kV para todas as intensidades de correntes das descargas simuladas. Notou-se ainda uma piora desses níveis para a resistência de terra de 100Ω.
- Para a situação e que foi simulado este caso com descarga atmosférica de 2,5kA com a adição do supressor, verificou-se que o nível de tensão de surto sofreu uma redução drástica em relação à simulação sem supressor, variando de 1150V a 470V. Foi possível notar também uma tendência de crescimento da sobretensão induzida conforme o aumento do valor da resistência de terra.

Para todos os casos simulados, desde a descarga atmosférica no cabo fase da linha de transmissão, que se mostrou o caso com os níveis de tensão de surto

mais amenos no secundário dos transformadores de distribuição, até ao caso de descarga atmosférica na média tensão, que se apresentou o mais severo para a baixa tensão (220V), a adição de supressores de surtos no lado secundário dos transformadores se mostrou uma solução eficaz ao promover considerável redução nos níveis das sobretensões induzidas geradas pelos impactos das descargas atmosféricas.

Finalmente, das contribuições do presente trabalho pode-se destacar as modelagens dos equipamentos, linhas e cabos visando estudos de descargas atmosféricas no *ATP* apresentadas no Capítulo II. Uma vez que estas são universais, isto é, o escopo para se modelar um equipamento para estudo de descargas atmosféricas no *ATP* é sempre o mesmo. O que difere são os dados utilizados, conforme o que se deseje modelar. Além disso, todos os modelos desenvolvidos e utilizados para as simulações são baseados em dados de um sistema elétrico existente. Foi considerado um aterramento que reproduz condições reais. Tudo isso a fim de se alcançar resultados confiáveis através das simulações.

Outra contribuição também não menos importante foi análise de casos, que apresentou a influência da resistência de aterramento nos efeitos causados pelas descargas atmosféricas, quando aplicadas nas redes elétricas. Dentre as análises, destacam-se ainda as situações simuladas com a inserção de supressores de surto no secundário dos transformadores de distribuição, cujos resultados mostraram-se bastante satisfatórios quando comparados com as simulações sem a presença de supressores.

De forma geral, espera-se que os resultados obtidos através deste projeto possam ser úteis para as concessionárias de energia, no sentido de proporcionarem melhorias nos sistemas de proteção contra surtos e reduzirem a quantidade de danos nos equipamentos elétricos de propriedade dos consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Saraiva, E., de Paula, H., Resende, J. W., Chaves, M. L. R., Samesima, M. I., Camargo, J. M., Onuki, A. S., Rocco, *Relatório Parcial 2.1, Levantamento de Dados da ETD Barueri: Características Gerais dos Equipamentos Empregados na ETD Barueri.*
- [2] Saraiva, E., de Paula, H., Resende, J. W., Chaves, M. L. R., Samesima, M. I., Camargo, J. M., Onuki, A. S., Rocco, *Relatório Parcial 3.1, Levantamento de Dados da RAE Barueri.*
- [3] Saraiva, E., de Paula, H., Resende, J. W., Chaves, M. L. R., Samesima, M. I., Camargo, J. M., Onuki, A. S., Rocco, *Relatório Parcial 2.4, Modelagem dos Equipamentos e Demais Componentes da ETD Barueri.*
- [4] Saraiva, E., de Paula, H., Resende, J. W., Chaves, M. L. R., Samesima, M. I., Camargo, J. M., Onuki, A. S., Rocco, *Relatório Parcial 3.4, Modelagem da RAE Barueri.*
- [5] Rabde, V.P., *Metal Oxide Varistors as Surge Suppressors*, Procedimentos da Conferência Internacional de Interferência Eletromagnética e Compatibilidade, 3-5 Dezembro de 1997, Pag(s): 315 – 319.

- [6] Jesus, N. C., Oliveira, H. R. P. M., Batista, E. L., Silveira, M., *Simulação de Distúrbios no Sistema Elétrico de Distribuição como Suporte Técnico as Solicitações de Ressarcimento de Danos*, VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2007.
- [7] Domingues, I. T., Monteiro, A. J., Matsou, N. M., Kagan, N., Duarte, S. X., Ferrari, E. L., *Avaliação da Possibilidade de Danos em Equipamentos de baixa tensão Causados por Surtos Atmosféricos e Seu Impacto nos Pedidos de Indenização*, VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2007.
- [8] Juca, A. S., Pelegrini, M. A., Ribeiro, F. S., *Proposta para Adequação de Conflitos de Indenização por Danos Elétricos*, VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2007.
- [9] Tavares, C. E., *Uma Estratégia Computacional para a Análise Técnica de Pedidos de Ressarcimentos. de Danos a Consumidores*, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia/MG, 2008.
- [10] Kagan, M., Ferrari, E. L., Matsuo, N. M., Duarte, S. X., Penin, C. A. S., Monteiro, A. J., Domingues, I. T., *Methodology for Support and Analysis of Indemnity Requests due to Eletrical Equipment Damage in Eletropulo Costumers*, IEEE, 2002.
- [11] Saraiva, E., de Paula, H., Resende, J. W., Chaves, M. L. R., Samesima, M. I., Camargo, J. M., Onuki, A. S., Rocco, A., *Considerações Sobre Modelagens e Resultados de Estudos dos Impactos de Descargas Atmosféricas em ETD's*, Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2005.

- [12] Neto, A. S., Piantini, A., *Sobretensões Induzidas por Descargas Atmosféricas em Redes Secundárias*, VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2007.
- [13] Nakada, K., Sugimoto, H., Yokoyama, S., *Experimental Facility for Investigation of Lightning Performance of Distribution Lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.18, N° 1, Janeiro de 2003.
- [14] Noda, T., Sakae, M., Yokoyama, S., *Simulation of Lightning Surge Propagation from Distribution Line to Consumer Entrance via Pole-Mounted Transformer*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.19, N° 1, Janeiro de 2004.
- [15] Visacro, F. S., Duarte, J. V. P., De Conti, A. R., *Proteção de Redes Elétricas de Baixa Tensão Contra Descargas Atmosféricas - Parte I: Sobretensões Transferidas*, II Citenel – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Salvador/BA, Fevereiro de 2003.
- [16] Mattos, M. A., *Transitórios em Malhas de Terra*, XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, Outubro de 2003.
- [17] Ramamoorthy, M., Narayanan, M. M. B., Parameswaran, S., Mukhedkar, D., *Transient Performance of Grounding Grids*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, n. 4, October 1996.
- [18] Sekioka, S., Lorentzou, M. I., Hatziaargyrou, N. D., *A Simplified Formula of Surge Characteristics of a Long Grounding Conductor*, International

- Conference on Power System Transients – IPST, pp. 1 – 6, New Orleans, USA, 2003.
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa N° 61, de 29 de Abril de 2004.
- [20] JORNAL CORREIO, página B1, Uberlândia/MG, 16 de Novembro de 2008.
- [21] Hileman, A. R., *Insulation Coordination for Power Systems*, CRC Press, Boca Raton, Florida, 1999.
- [22] Greenwood, A., *Electrical Transients in Power Systems*, Second edition, John Willey & Sons, 1991.
- [23] Kindermann, G., Campagnolo, J. M., *Aterramento Elétrico*, Editora Sagra Luzzatto, 4ª edição, 1998.
- [24] Norma ABNT NBR 6939 - *Coordenação de Isolamento*, Novembro de 2000.
- [25] Norma ABNT NBR 8186 - *Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento*, Setembro de 1983.
- [26] Norma ABNT NBR 5440 - *Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição*, Setembro de 1987.