PAULO FUTOSHI OBASE

**SURTOS ATMOSFÉRICOS TRANSFERIDOS À REDE SECUNDÁRIA VIA
TRANSFORMADOR**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de Mestre em
engenharia.

São Paulo
2004

PAULO FUTOSHI OBASE

**SURTOS ATMOSFÉRICOS TRANSFERIDOS À REDE SECUNDÁRIA VIA
TRANSFORMADOR**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de Mestre em
engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Alexandre Piantini

São Paulo
2004

FICHA CATALOGRÁFICA

Obase, Paulo Futoshi

**Surtos atmosféricos transferidos à rede secundária via-
transformador / P.F. Obase. -- São Paulo, 2004.
117 p.**

**Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e
Automação Elétricas.**

**1.Redes de distribuição de energia elétrica 2.Descargas
atmosféricas I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
II.t.**

Aos meus pais Yoshimasa Obase e Misuzu
Obase, pelo constante apoio nas mais
diversas etapas da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof.º Dr. Alexandre Piantini, pela constante orientação e dedicação tanto na vida acadêmica como na profissional.

Ao Profº Dr. Arnaldo Gakiya Kanashiro, pelo apoio na elaboração e revisão do texto.

Aos amigos e colegas do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP pelos comentários e sugestões nas diversas etapas da execução deste trabalho.

Às bibliotecárias Maria de Fátima A. Mochizuki, Maria Penha da Silva Oliveira e Maria de Lourdes Montrezol pelo auxílio na obtenção e formatação das referências bibliográfica.

À Karina H. S. Idehara pela paciência, compreensão e dedicação durante a elaboração do trabalho.

A todos que, direta ou indiretamente, colaboraram na elaboração deste trabalho.

RESUMO

As descargas atmosféricas estão entre as principais causas de distúrbios nos sistemas elétricos, provocando sobretensões e ocasionando uma parcela significativa das interrupções não programadas. Tais distúrbios são cada vez mais percebidos pelos consumidores, ocasionando desde o mau funcionamento até a queima de aparelhos e equipamentos eletro-eletrônicos residenciais, comerciais e industriais. Antigamente eletromecânicos, tais aparelhos são atualmente, em grande parte, produzidos com componentes semicondutores, o que os torna mais sensíveis a interferências. As descargas atmosféricas também apresentam um agravante de, salvo raras exceções, não serem registradas nos bancos de dados das concessionárias, ao contrário das operações de manobra, faltas e variações de carga na rede de distribuição. Essa situação contribui para os conflitos cada vez mais freqüentes entre consumidores e empresas de energia a respeito dos pedidos de indenização por danos em aparelhos elétricos (PID). Dada a relevância do tema, muitos estudos têm sido realizados ao longo dos últimos anos, sem entretanto esclarecer todos os aspectos necessários para a minimização desses problemas.

Neste trabalho são avaliadas as amplitudes e formas de onda das sobretensões transferidas à rede de baixa tensão via transformador quando da ocorrência de surtos no primário. Esses surtos podem ser oriundos de descargas diretas na rede primária ou decorrentes de descargas em suas proximidades. O estudo visa a obtenção de informações tendo em vista a melhoria do desempenho das redes de distribuição e conseqüentemente a minimização dos danos causados aos consumidores. Nas simulações, realizadas através do programa ATP (“Alternative Transients Program”), são consideradas linhas com configurações típicas, bem como modelos de comprovada validade para representação dos isoladores de média e de baixa tensão e do transformador de distribuição. O trabalho analisa a influência, nas sobretensões, de diversos parâmetros, como por exemplo amplitude e forma de onda da corrente da descarga, ponto da incidência da descarga, resistência de terra e presença de dispositivos de proteção contra surtos. Os resultados apresentados constituem-se em importantes subsídios para a definição de critérios de instalação de dispositivos de proteção contra surtos em redes de baixa tensão.

ABSTRACT

Lightning discharges are among the main causes of disturbances in electrical systems, causing overvoltages and leading to a significant portion of unscheduled interruptions. Such disturbances are increasingly noticed by consumers, causing from malfunction to the burnt-out of electrical-electronic devices and equipment in homes, businesses and industries. Formerly electromechanical, such devices currently are, in their majority, produced with semiconductors, what makes them more sensitive to interferences. Lightning discharges also present the aggravation of not being recorded in power suppliers' databases, but for seldom exceptions, as opposed to switching operations, failures and charge variations in the distribution network. This situation contributes for the increasingly frequent conflicts among consumers and power companies regarding indemnity claims due to damages to electrical devices. Given the subject's significance, many studies have been conducted along the past years, not explaining, however, all the aspects required to minimize those problems.

On this work, the amplitudes and waveforms of overvoltages on medium and low voltage lines are evaluated upon the incidence of direct discharges on the primary. The voltages transferred to the low voltage side are also evaluated in case of strikes in the vicinity of the line. The study intends to obtain information in order to achieve a performance improvement of distribution networks and, as a consequence, the reduction of damages to consumers to a minimum. In the simulations conducted through ATP ("Alternative Transients Program"), lines with typical configurations are considered and models of proven validity are used to represent the low and medium voltage insulators and the distribution transformer. The work analyses the effect of several parameters on the overvoltages, such as amplitude and waveform of the stroke current, lightning strike point, grounding resistance and existence of surge protective devices. The results presented constitute an important foundation to define the installation criteria of surge protective devices on low voltage networks.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS

LISTA DE FIGURAS

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo	3
1.2 Metodologia	3
1.3 Estrutura do trabalho	6
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1 Modelos de transformador	7
2.2 Estudos de surtos transferidos para a rede secundária.....	17
3 SURTOS NO PRIMÁRIO.....	32
3.1 Descargas indiretas	32
3.2 Descargas diretas.....	35
4 SURTOS TRANSFERIDOS	63
4.1 Metodologia	63
4.2 Surtos transferidos decorrentes de descargas diretas no primário	67
4.2.1 Secundário na configuração convencional.....	67
<i>4.2.1.1 Amplitude da corrente de descarga</i>	<i>68</i>
<i>4.2.1.2 Tempo de frente e tempo de zero da corrente de descarga.....</i>	<i>69</i>
<i>4.2.1.3 Local da ocorrência da descarga</i>	<i>70</i>
<i>4.2.1.4 Resistência de terra.....</i>	<i>71</i>
<i>4.2.1.5 Número de consumidores.....</i>	<i>74</i>
<i>4.2.1.6 Representação das cargas dos consumidores</i>	<i>75</i>
<i>4.2.1.7 Altura dos condutores da rede secundária</i>	<i>77</i>
<i>4.2.1.8 Instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs)</i>	<i>77</i>

4.2.2 Secundário na configuração multiplexada	82
4.2.2.1 <i>Amplitude da corrente de descarga</i>	85
4.2.2.2 <i>Tempo de frente.....</i>	86
4.2.2.3 <i>Resistência de terra.....</i>	87
4.2.2.4 <i>Representação das cargas dos consumidores.....</i>	89
4.2.2.5 <i>Instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs)</i>	92
 4.3 Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada	96
 4.4 Tensões induzidas por descargas indiretas	99
 5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	108
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1: Modelo π capacitivo.	7
Fig. 2: Circuito RLCG usado para representar cada elemento do modelo.....	9
Fig. 3: Modelo proposto em [26].	9
Fig. 4: Modelo de transformador monofásico apresentado em [28].	10
Fig. 5: Resposta ao impulso com o transformador em aberto (adaptada de [28]).	11
Fig. 6: Resposta ao impulso com o transformador com cabo como carga (adaptada de [28])......	12
Fig. 7: Resposta ao impulso com o transformador com cabo terminado através de um resistor de $R=60\ \Omega$ (adaptada de [28]).....	12
Fig. 8: Modelo de transformador trifásico, 30 kVA, 13800-220/172 V proposto em[3]......	13
Fig. 9: Modelo de transformador proposto pelo GATDA [15-18].....	13
Fig. 10: Surto transferido com o secundário em aberto [15-18].	14
Fig. 11: Surto transferido com o secundário com carga de $50\ \Omega$ [15-18].....	15
Fig. 12: Surto de tensão induzida aplicada no primário [15, 16, 18].	15
Fig. 13: Surto transferido com o secundário em aberto [15, 16, 18].	15
Fig. 14: Surto transferido com o secundário com carga de $10\ \text{pF}$ [15, 16, 18].....	16
Fig. 15: Topologia utilizada nas simulações [9].	18
Fig. 16: Tensões transferidas ao secundário [9].....	18
Fig. 17: Configuração da rede utilizada nas simulações [4].	19
Fig. 18: Circuito básico utilizado nas simulações computacionais apresentadas em [10, 34]......	21
Fig. 19: Circuito simulado em [35]......	22
Fig. 20: Tensões induzidas calculadas em três pontos (M,K e L indicada na Fig. 19, considerando diferentes condições) usando dois modelos de transformador: Vaessen e circuito π capacitivo (adaptada de [35])......	23
Fig. 21: Modelo de impedância de entrada da instalação TN utilizado em [37].	24
Fig. 22: Modelo de impedância de entrada da instalação IT utilizado em [37]......	24
Fig. 23: Sistema para cálculo de tensões induzidas utilizado em [37]......	24
Fig. 24: Tensões na carga ZTN (adaptada de [37])......	25

Fig. 25: Tensões na carga ZIT (adaptada de [37]).	26
Fig. 26: Topologia da linha utilizada nas simulações realizadas em [39].	27
Fig. 27: Topologia da linha de distribuição experimental analisada em [40].	28
Fig. 28: Comparação entre resultados de medições e de simulações (adaptada de [40]).	30
Fig. 29: Tensão induzida medida em uma linha experimental em 17/03/2003 [42].	33
Fig. 30: Tensão induzida medida em uma linha experimental em 21/01/2003 [42].	33
Fig. 31: Configuração utilizada para o cálculo de tensão induzida (adaptada de [13]).	34
Fig. 32: Variação da tensão induzida com o comprimento da linha (adaptada de [13]).	34
Fig. 33: Configuração utilizada na simulação do caso base.	35
Fig. 34: Resultado das simulações do caso base.	37
Fig. 35: Comparação entre o caso base e caso 2 – efeito da presença do transformador.	39
Fig. 36: Comparações entre caso 2 (neutro não aterrado) e os casos 3A, 3B e 3C – efeito da resistência de terra nas tensões na fase A.	41
Fig. 37: Comparações entre caso 2 (neutro não aterrado) e os casos 3A, 3B e 3C – efeito da resistência de terra nas tensões na fase B.	42
Fig. 38: Comparações entre caso 2 (neutro não aterrado) e os casos 3A, 3B e 3C – efeito da resistência de terra nas tensões na fase C.	43
Fig. 39: Tensão neutro-terra no ponto ND15.	44
Fig. 40: Comparações do caso 3A com os casos 4A, 4B e 4C – efeito da distância entre os aterramentos do neutro nas tensões na fase A.	45
Fig. 41: Característica V x I dos pára-raios utilizados nas simulações.	46
Fig. 42: Configuração da simulação do caso 5C.	46
Fig. 43: Comparações do efeito dos pára-raios nas tensões (caso 4A x 5A para a fase A).	48
Fig. 44: Comparações do efeito dos pára-raios nas tensões (caso 4A x 5A para a fase B).	49
Fig. 45: Comparações do efeito dos pára-raios nas tensões (caso 4A x 5A para a fase C).	50

Fig. 46: Comparações entre os casos 5A e 5B para a fase A – efeito da distância entre aterramentos do condutor neutro.	52
Fig. 47: Comparações entre os casos 5A e 5B para a fase B – efeito da distância entre aterramentos do condutor neutro.	53
Fig. 48: Comparações entre os casos 5A e 5B para a fase C – efeito da distância entre aterramentos do condutor neutro.	54
Fig. 49: Comparações entre os casos 5A (pára-raios apenas no ponto médio da linha - D0) e 5C (pára-raios também a 450 m de cada lado do ponto D0) para a fase A – efeito da instalação de pára-raios a 450 m do ponto médio.....	55
Fig. 50: Comparação, na fase A, das tensões fase-terra e fase-neutro com e sem disrupção das isolações.	57
Fig. 51: Tensões fase-terra e fase-neutro considerando disrupção das isolações.	58
Fig. 52: Inserção da linha secundária na análise dos surtos no primário.	59
Fig. 53: Comparação entre o caso 5A e 7A – efeito da presença da linha secundária.	61
Fig. 54: Resultado da simulação do caso 7B – efeito da disrupção das isolações do primário, neutro e secundário.	62
Fig. 55: Configuração básica utilizada nas simulações.....	63
Fig. 56: Forma de onda da corrente de descarga.....	64
Fig. 57: Tensões (fase-neutro) entre os terminais do transformador.	65
Fig. 58: Rede de distribuição trifásica com secundário na configuração convencional.	67
Fig. 59: Tensões fase-neutro transferidas ao secundário - influência da amplitude da corrente de descarga.....	68
Fig. 60: Tensões fase-neutro no secundário (fase C) no ponto D0 – influência do tempo de frente.	69
Fig. 61: Tensões fase-neutro no secundário (fase C) no ponto D0 – influência do local da ocorrência da descarga.	70
Fig. 62: Tensões fase-neutro – influência da resistência de terra do condutor neutro.	71

Fig. 63: Tensões fase-neutro – influência da resistência de terra dos consumidores (fase C ponto D0).....	72
Fig. 64: Tensões fase-neutro no secundário fase C no ponto D3.....	73
Fig. 65: Tensões fase-neutro no secundário nos pontos D0 e D3.....	74
Fig. 66: Tensões fase-neutro – influência da carga resistiva.	75
Fig. 67: Tensões fase-neutro nos pontos D0 e D5.	76
Fig. 68: Tensões fase-neutro – efeito da carga capacitiva.	77
Fig. 69: Característica $V_x I$ dos SPDs utilizado nas simulações.	78
Fig. 70: Tensões fase-neutro sem SPDs.....	79
Fig. 71: Tensões no ponto D0 com SPDs somente em D0 e em D0, E5 e D5.....	80
Fig. 72: Tensões no ponto D3 com SPDs somente em D0 e em D0, E5 e D5.....	80
Fig. 73: Tensões fase-neutro com SPDs somente em D0 e em D0, E5 e D5.....	81
Fig. 74: Dimensões das configurações convencional e multiplexada.....	82
Fig. 75: Tensões fase-neutro nas redes convencional e multiplexada para o caso base.....	83
Fig. 76: Tensões fase-neutro com configurações de secundário convencional e multiplexada – amplitude da corrente.	85
Fig. 77: Tensões fase-neutro com configurações de secundário convencional e multiplexada – tempo de frente.....	87
Fig. 78: Tensões fase-neutro no ponto D0 – resistência de terra do neutro.....	88
Fig. 79: Tensões fase-neutro no ponto D5 – resistência de terra do neutro igual a 200 Ω	89
Fig. 80: Tensões fase-neutro no ponto D0 – representação da carga.....	90
Fig. 81: Tensões fase-neutro no ponto D0 – representação da carga.....	91
Fig. 82: Tensões fase-neutro no ponto D0 com SPDs somente no secundário do transformador.	92
Fig. 83: Tensões fase-neutro no ponto D3 com SPDs somente no secundário do transformador.	93
Fig. 84: Tensões fase-neutro no ponto D5 com SPDs somente no secundário do transformador.	93
Fig. 85: Tensões fase-neutro com SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha – ponto D0.	94

Fig. 86: Tensões fase-neutro com SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha – ponto D3.	95
Fig. 87: Tensões fase-neutro com SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha – ponto D3.	95
Fig. 88: Configuração utilizada nas simulações para cálculo das tensões transferidas.	99
Fig. 89: Tensões no primário do transformador – “Surto 1”.....	101
Fig. 90: Tensões fase-neutro – resposta ao “surto 1”.....	102
Fig. 91: Surto de tensão induzido injetado no primário do transformador – “Surto 2”	103
Fig. 92: Tensões fase-neutro – resposta ao “surto 2”.....	104
Fig. 93: Tensões no primário do transformador – “Surto 3”.....	105
Fig. 94: Tensões fase-neutro – resposta ao “surto 3”.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores dos elementos do modelo apresentado em [28].	11
Tabela 2: Parâmetros RLC do circuito indicado na Fig. 9 [15].	14
Tabela 3: Nível de isolamento das instalações [33].	17
Tabela 4: Característica dos pára-raios utilizados nas simulações.	64
Tabela 5: Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada (ponto D0).	96
Tabela 6: Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada com a instalação de SPDs somente no secundário do transformador.	97
Tabela 7: Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada com a instalação de SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha.	97
Tabela 8: Relação de transferência (V_2/V_1) no ponto D0.	106

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Hz – hertz.

kA – quilo ampère.

km – quilômetro.

kHz – quilohertz.

kV – quilovolt.

kVA – quilovoltampère.

kV.µs – quilovolt vezes micro segundo.

m – metro.

mH - milihenry.

MVA – megavoltampère.

nF – nanofarad.

ACSR – “Aluminium Conductors Steel Reinforced”.

Al – Alumínio.

ATP – “Alternative Transient Program”.

AWG – “American Wire Gauge”.

C – Capacitância.

CA – Corrente alternada.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais.

CIGRE – “Conseil International des Grands Réseaux Électriques”.

DE – Efeito disruptivo.

EMTP – “Electromagnetic Transient Program”.

ERM – “Extended Rusck Model”.

G – Condutância.

GATDA/USP – Grupo de Alta Tensão e Descargas Atmosféricas da Universidade de São Paulo.

I – Amplitude da corrente da descarga atmosférica.

IEC – “International Electrotechnical Commission”.

IEE/USP – Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo.

IEEE – “Institute of Electrical and Electronic Engineers”.

IT - Alimentação (lado fonte) sem aterramento ou aterrada por uma impedância considerável, massas (carcaças) das cargas ligadas a um terra próprio, independente da fonte.

k – Constante da equação 1.

K - Coeficiente de enrolamento do transformador.

L – Indutância.

LBT – Linha de baixa tensão.

LIOV-EMTP - “Lightning Induced Overvoltage-Electromagnetic Transients Program”.

MCM – 1000 Circular Mils.

MTL – “Modified Transmission Line”.

n – Expoente da função de Heidler.

NBI – Nível básico de isolamento

PID – Pedidos de indenização por danos em aparelhos elétricos.

PR's – Pára-raios.

R – Resistência.

SPD – Dispositivo de proteção contra surtos.

t – Tempo.

T – Função de transferência.

TL – “Transmission Line”.

TN - Alimentação (lado fonte) diretamente aterrado, massas (carcaças) das cargas ligadas ao ponto aterrado da fonte.

U – Tensão elétrica.

v – Velocidade.

W – Impedância de Magnetização.

Z – Impedância.

ZnO - Óxido de zinco.

LISTA DE SÍMBOLOS

ϵ_r - permissividade relativa.

π - Representação de um modelo simples de transformador.

Ω - ohm.

$\Omega.m$ – ohm vezes metro.

μH – microhenry.

μF – microfarad.

μs – microsegundo.

pF – picofarad.

τ_1 – Tempo de frente da equação de Heidler.

τ_1 – Tempo de meio valor da equação de Heidler.

η - Fator de correção da amplitude da função de Heidler.

λ - Constante de decaimento da equação de Heidler.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Os efeitos dos distúrbios na qualidade de energia são cada vez mais percebidos pelos consumidores. Tais efeitos manifestam-se causando desde o mau funcionamento até a queima de aparelhos e equipamentos eletrônicos industriais, comerciais e domésticos. Os distúrbios provavelmente sempre estiveram presentes na rede de distribuição, mas não eram sentidos pelo fato dos equipamentos serem normalmente eletromecânicos, apresentando maior suportabilidade elétrica. Porém, nos dias atuais a maior parte dos aparelhos e equipamentos é produzida com dispositivos semicondutores que embora apresentem algumas vantagens em relação aos eletromecânicos, apresentam por outro lado a desvantagem de serem mais sensíveis a distúrbios na energia fornecida.

As descargas atmosféricas estão entre as principais causas de distúrbios, provocando sobretensões e ocasionando uma parcela significativa das interrupções não programadas nas redes de distribuição. Também apresentam um agravante de, salvo raras exceções, não serem registradas nos bancos de dados das concessionárias, como ocorre por exemplo com manobras, faltas e variações de carga na rede de distribuição, provocando conflitos entre consumidores e concessionárias sobre pedidos de indenização por danos em aparelhos elétricos (PID). Esses conflitos foram avaliados por Jucá [1] mostrando que “os danos em aparelhos causados por sobretensões transitórias são naturalmente polêmicos por envolver dificuldades para o estabelecimento do nexó de causalidade necessário ao estabelecimento à concessionária da responsabilidade de indenizar”.

O circuito primário de uma rede de distribuição convencional é muito exposto a descargas atmosféricas. Logo, sobretensões surgem nesse circuito em decorrência de descargas diretas (que atingem os condutores fase) ou indiretas (quando ocorrem próximas à linha) e são transferidas para o circuito secundário através do transformador, podendo provocar danos aos consumidores e ocasionalmente a queima do próprio transformador.

A instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs) no secundário do transformador, na rede de baixa tensão e nos ramais de ligação aos consumidores não é, ainda, uma prática adotada pelas concessionárias devido aos custos, à falta de informações e de especificações corretas sobre os requisitos que tais dispositivos devem atender e em geral à falta de critérios para a sua instalação. Deve-se registrar, contudo, a importância dos estudos desenvolvidos pelo Grupo de Alta Tensão e Descargas Atmosféricas da Universidade de São Paulo (GATDA/USP) com concessionárias de energia do estado de São Paulo [2-5] em que se buscou suprir essas lacunas tendo em vista a melhoria do desempenho da rede secundária face a descargas atmosféricas.

As sobretensões causadas por descargas atmosféricas em redes de baixa tensão podem ser originadas por:

- descargas entre nuvens ou intranuvem;
- descargas atmosféricas diretas na rede secundária;
- tensões induzidas por descargas indiretas;
- tensões transferidas devido a descargas diretas na rede primária;
- tensões transferidas do primário via transformador;
- descargas diretas em edificações.

Com base nas amplitudes e frequências de ocorrência dessas sobretensões, pode-se dizer que as mais importantes são aquelas causadas por descargas indiretas, tratadas por Silva Neto [6], do GATDA/USP, e aquelas transferidas à rede de baixa tensão quando da incidência de descargas diretas no primário.

Neste trabalho são avaliadas as características das sobretensões transferidas do primário ao secundário. Embora a importância do assunto tenha originado vários estudos nos últimos anos [3-10], ainda existem vários aspectos a ser melhor explorados, como por exemplo, a transferência de surtos induzidos no circuito primário devido a descargas indiretas e a utilização de modelos mais adequados para representar os transformadores e a ocorrência de descargas disruptivas nos

isoladores. A importância do tema e a carência de estudos que considerem esses aspectos simultaneamente, para o caso de redes de distribuição típicas, justificam a realização do presente trabalho. Em resumo, a principal motivação para o desenvolvimento deste estudo foi, além da importância dos surtos transferidos na qualidade de energia fornecida, a ausência de estudos considerando simultaneamente:

- as tensões transferidas tanto por descargas diretas como por descargas indiretas, utilizando modelos de comprovada validade para a determinação de surtos no primário;
- um modelo adequado para representação do transformador de distribuição em uma faixa de frequências compatível com o espectro dos surtos no primário;
- as características das tensões transferidas para o caso de configurações reais de redes secundárias, considerando, dentre outras coisas, a ocorrência de disrupções nos isoladores de média e de baixa tensão.

1.1 Objetivo

Este trabalho tem como meta a caracterização das sobretensões transferidas à rede secundária via transformador, considerando o caso de descargas atmosféricas diretas ou próximas à rede primária. A caracterização consiste na análise das amplitudes e formas de onda das tensões transferidas considerando configurações típicas de redes de distribuição.

1.2 Metodologia

Inicialmente foram analisadas as características básicas dos surtos na rede primária. Para o caso de descargas diretas utilizou-se o programa “Alternative Transients Program” (ATP) [11], enquanto que a avaliação das características das tensões induzidas por descargas indiretas foi feita através do “Extended Rusck Model” (ERM) proposto pelo GATDA/USP [12-14]. Esses surtos, que muitas vezes apresentam oscilações, são transferidos à rede secundária via transformador. O modelo de transformador desenvolvido pelo GATDA/USP [15-18] teve sua validade

comprovada através de comparações entre resultados de medição e cálculo, sendo também de fácil implementação no ATP. Em razão de tais características, foi utilizado nas simulações.

Em redes de distribuição o comportamento das isolações é de vital importância para o estudo das sobretensões. Uma forma simplificada de se modelar as isolações é através de uma chave que se fecha quando a tensão entre seus terminais atinge um determinado nível, como por exemplo o Nível Básico de Isolamento (NBI). Esse modelo, entretanto, é inadequado devido ao fato de que a ocorrência ou não de descarga disruptiva depende não apenas da amplitude mas também da forma de onda de tensão nos terminais do equipamento (no caso em questão, dos isoladores de média e de baixa tensão).

Darveniza; Vlastos apresentaram em [19] o Método de Integração, que admite que a disrupção ocorre quando uma determinada condição é atingida. Essa condição corresponde ao instante em que o valor do parâmetro DE (efeito disruptivo) é excedido, sendo DE obtido a partir da expressão:

$$DE = \int_{t_0}^t [U(t) - U_0]^k dt \quad (1)$$

em que:

$U(t)$ representa a tensão nos terminais do equipamento;

U_0 corresponde à tensão de início de atuação;

t_0 indica o instante de tempo em que $U(t) > U_0$;

k é uma constante.

Nas simulações adotou-se $U_0 = 90\%$ da tensão disruptiva a 50% (tensão com forma de onda normalizada 1,2/50 μs que provoca a ocorrência de descargas disruptivas em 50% dos casos) e $k = 1$, conforme recomendado pelos autores quando os valores de U_0 e k não são conhecidos. Para determinar os valores críticos do efeito disruptivo dos isoladores do primário (DE_p) foram realizados ensaios no laboratório de Alta Tensão do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE/USP) [2] em isoladores típicos de redes primárias, obtendo-se para a tensão disruptiva a 50% o valor de 120 kV sob

forma de onda de tensão $1,2/50 \mu\text{s}$ e tempo de corte de $3 \mu\text{s}$, resultando em $DE_P=21,7 \text{ kV}.\mu\text{s}$. Para o caso de isoladores da rede secundária, obteve-se 20 kV como tensão disruptiva a 50%, resultando em um valor de efeito disruptivo dos isoladores do secundário (DE_S) igual a $3,7 \text{ kV}.\mu\text{s}$. A rede multiplexada apresenta a característica de ser isolada e por isso não ocorre descarga disruptiva entre condutores e isoladores. Porém, a ligação para o consumidor é feita através de uma caixa de derivação e a descarga disruptiva pode ocorrer entre fase e neutro dentro dessa mesma, logo foram realizados ensaios para determinar o valor do efeito disruptivo para as caixas de derivação (DE_M) cujo valor foi igual a $0,1 \text{ V}.\mu\text{s}$ para a tensão disruptiva a 50% de 25 kV [20].

Para se obter sensibilidade em relação aos efeitos dos parâmetros da rede de distribuição, foram realizadas algumas simulações básicas considerando redes com diferentes configurações. Uma vez caracterizados os surtos no primário e tendo um modelo de transformador adequado, foram realizadas simulações computacionais para caracterização dos surtos transferidos à rede secundária, analisando-se a influência dos seguintes parâmetros:

- amplitude e forma de onda da corrente de descarga;
- local de ocorrência de descarga;
- valores das resistências de terra do condutor neutro;
- valores das resistências de terra dos consumidores;
- número de consumidores;
- altura dos condutores secundários;
- representação das cargas dos consumidores;
- presença de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs);
- mudança da configuração da linha secundária convencional para linha multiplexada.

1.3 Estrutura do trabalho

No Capítulo 2 são apresentadas a revisão bibliográfica dos modelos de transformador para o estudo de transferência de surtos e os trabalhos relativos a surtos transferidos para a rede de baixa tensão. No Capítulo 3 são realizadas análises das sobretensões que surgem na rede primária devido a descargas diretas e indiretas. Através de simulações no ATP foram verificados como alguns parâmetros influenciam as sobretensões do primário que são transferidas à rede de baixa tensão via transformador. O Capítulo 4 consiste nas simulações e análises das sobretensões transferidas à rede de baixa tensão nas configurações convencional e multiplexada. Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica foi dividida em dois tópicos, sendo inicialmente apresentado o estado da arte dos modelos de transformador para análise de transferência de surtos e, em seguida, os estudos relativos a surtos transferidos para as redes de baixa tensão.

2.1 Modelos de transformador

Muitos modelos têm sido propostos para a representação de transformadores com relação à transferência de surtos. Cada modelo tem suas peculiaridades, uns são mais complexos e visam a representação de transformadores de distribuição e de potência, outros apenas de distribuição. Dentre esses modelos há distinção entre modelos de transformador de distribuição e de potência devido aos aspectos construtivos dos mesmos. Alguns modelos propostos por Chimklai; Marti [21], Ueda et al. [22] e Leon; Semlyen [23] são para transformadores de potência e não serão tratados em maiores detalhes. No presente trabalho o termo “transformador”, salvo indicação em contrário, se referirá ao transformador de distribuição.

O circuito π capacitivo, apresentado na Fig. 1, foi um dos primeiros modelos desenvolvidos. Seus parâmetros são facilmente obtidos a partir de ensaios em transformadores. Através de cálculos matemáticos dos resultados de ensaio os parâmetros que representam o transformador são obtidos.

Fig. 1: Modelo π capacitivo.

Os parâmetros da Fig. 1 representam:

- C_1 : a capacitância do primário em relação à terra;
- C_2 : a capacitância do secundário em relação à terra;
- C_{12} : a capacitância entre os terminais do primário e secundário.

Entretanto, apesar da grande vantagem em termos de simplicidade, esse modelo mostrou-se inadequado para análise de transferência de surtos, conforme resultados de estudos desenvolvidos pelo GATDA/USP [17, 24].

O modelo proposto por Manyahi; Thottappillil [25] para estudos de surtos transferidos foi derivado das características de admitância do transformador em função da frequência, obtidas experimentalmente. A implementação do modelo foi baseada na representação de uma rede de admitâncias, na qual um transformador trifásico pode ser convertido em um modelo de transformador linear como combinação de resistências (R), indutâncias (L), capacitâncias (C) e condutâncias (G) formando um circuito que foi simulado no ATP. O modelo foi ajustado através de dados obtidos experimentalmente em um transformador trifásico com tensão e potência nominais de 11 kV-0,4 kV e 50 kVA, respectivamente. Calculou-se a função de transferência T , dada pela eq. (2), definida como a relação entre a tensão transmitida V_{Trans} e a tensão incidente V_{inc} .

$$T = \frac{V_{Trans}}{V_{inc}} \quad (2)$$

Verificou-se que a função de transferência no domínio da frequência pode ser expressa como uma somatória de frações parciais e a partir de cálculos foi possível a implementação do circuito RLCG mostrado na Fig. 2.

Fig. 2: Circuito RLCG usado para representar cada elemento do modelo proposto em [25].

Para validação do modelo foram comparados dados medidos com os simulados, comprovando que o modelo representa o comportamento do transformador em vazio para surtos transferidos da alta para a baixa do transformador e vice-versa.

O modelo proposto por Aguado et al. [26] foi desenvolvido para análises de surtos impulsivos. Foram utilizados quatro transformadores típicos da Espanha, com potências nominais de 5 kVA, 400 kVA, 630 kVA e 1250 kVA. O valor da tensão não foi informado. No estudo foram considerados que os elementos indutivos eram relevantes para baixas frequências e as capacitâncias predominantes em altas frequências. Logo, as sobretensões que apresentassem componentes indutivos e capacitivos se somariam à frequência industrial. Os efeitos capacitivos predominariam na faixa de megahertz e os efeitos indutivos em frequências inferiores. A Fig. 3 mostra o modelo, baseado no estudo do grupo III do CIGRE [27].

Fig. 3: Modelo proposto em [26].

Na Fig. 3 tem-se:

- R_1 e L_1 : resistência e indutância do enrolamento primário, respectivamente;
- R_2 e L_2 : resistência e indutância do enrolamento secundário, respectivamente;
- C_{MT} : capacitância do primário para terra;
- C_{BT} : capacitância do secundário para terra;
- C_{MB} : capacitância entre primário e secundário;
- W_1 e W_2 representam a impedância de magnetização;
- R_t e L_t : resistência e indutância de terra do transformador, respectivamente;
- K_{R1} , K_{L1} e K_{L2} são coeficientes dos enrolamentos primário e secundário.

No estudo não foram considerados os efeitos de cargas conectadas ao transformador, nem a transferência de surtos não normalizados.

Zeller; Richter [28] apresentaram um modelo baseado em medições feitas em um transformador trifásico típico da Suíça 16,5 kV-415 V/239 V (não sendo informada a potência do transformador). Aplicou-se uma onda de tensão de forma normalizada (1,2/50 μ s) no primário e mediu-se a resposta no secundário. Através de considerações físicas sobre o transformador e de cálculos matemáticos foi obtido o modelo mostrado na Fig. 4, cujos valores dos diversos parâmetros são indicados na Tabela 1.

Fig. 4: Modelo de transformador monofásico apresentado em [28].

Tabela 1: Valores dos elementos do modelo apresentado em [28].

$L_{1\sigma}$	Indutância de dispersão do primário	1,15 mH
$L_{2\sigma}$	Indutância de dispersão do secundário	170 μ H
L_M	Indutância de magnetização	60 H
R_{1cu}	Resistor de perdas no cobre do primário	21,5 Ω
R_{2cu}	Resistor de perdas no cobre do secundário	7,4 m Ω
R_D	Resistor de atenuação	4,5 ~1,8 k Ω
R_L	Resistor de carga (2 x 60 Ω)	120 Ω
C_1	Capacitância 1	6 nF
C_2	Capacitância 2	1,01 nF
C_C	Capacitância de acoplamento	7 pF
C_L	Capacitância representando uma carga (cabo)	5,2 nF

O estudo mostrou que cargas conectadas no secundário do transformador influenciam na transferência de surtos. A Fig. 5 mostra um exemplo da resposta ao impulso com o transformador em aberto, observando-se uma boa concordância das formas de onda medida e calculada. As Figs. 6 e 7 mostram exemplos de como as cargas influenciam na resposta ao impulso. A Fig. 6 apresenta o resultado da resposta ao impulso com o transformador com uma carga capacitiva de 5,2 nF (cabo). Verifica-se que a frequência de oscilação é menor e que sua duração é maior quando comparada com a resposta relativa ao transformador em aberto. Já a Figura 7 mostra outro exemplo de resposta ao impulso com o transformador com um cabo (representando uma carga capacitiva de 5,2 nF) conectado a um resistor de 60 Ω , ou seja, a carga consiste de uma resistência conectada ao transformador através de um cabo. Nota-se a ausência de oscilações, ou seja, o circuito comporta-se como um circuito RC descarregando.

Fig. 5: Resposta ao impulso com o transformador em aberto (adaptada de [28]).

Fig. 6: Resposta ao impulso com o transformador com cabo como carga (adaptada de [28]).

Fig. 7: Resposta ao impulso com o transformador com cabo terminado através de um resistor de $R=60\ \Omega$ (adaptada de [28]).

Apesar da boa concordância entre os resultados medidos e calculados, tanto para o transformador em vazio como em carga, o estudo não considerou casos de ondas não normalizadas aplicadas ao primário do transformador.

Em [3] o GATDA/USP apresentou um modelo simples para representação de um transformador de 30 kVA 13800-220/127 V, conexão delta-estrela, tendo em vista a análise de surtos transferidos. A Fig. 8 mostra o modelo proposto, o qual apresentou resultados satisfatórios quando da comparação entre tensões transferidas medidas e calculadas em diferentes situações.

Fig. 8: Modelo de transformador trifásico, 30 kVA, 13800-220/172 V proposto em[3].

Os parâmetros do circuito da Fig. 8 foram determinados em termos das características de impedâncias de entrada, de saída e de transferência em função da frequência para um impulso de tensão $1,2 \times 50 \mu\text{s}$. Os efeitos da carga no secundário do transformador foram levados em consideração. Posteriormente o modelo foi aprimorado pelo GATDA/USP [15-18], visando o estudo de surtos transferidos ao secundário tanto para o caso de formas de onda normalizadas como para ondas típicas de tensões induzidas. O modelo proposto é genérico, tendo sido obtido com base em testes efetuados no transformador de 30 kVA e também em transformadores de 45 kVA, 75 kVA, 112,5 kVA, 150 kVA e 225 kVA, todos com configuração delta-estrela e tensão nominal 13800-220/127 V. O modelo proposto é mostrado na Fig. 9, sendo que a Tabela 2 apresenta os valores das resistências (R), indutâncias (L) e capacitâncias (C) do circuito.

Fig. 9: Modelo de transformador proposto pelo GATDA [15-18].

Tabela 2: Parâmetros RLC do circuito indicado na Fig. 9 [15].

Parâmetros	30 kVA	45 kVA	75 kVA	112,5 kVA	150 kVA	225 kVA
R1 (kΩ)	--	--	--	--	110	60
R2 (kΩ)	14,0	7	20	3	100	2,5
R3 (kΩ)	0,8	3	15	5	100	4,4
R5 (kΩ)	--	--	--	--	11	0,44
R6 (kΩ)	1,1	0,4	0,35	0,35	--	--
R7 (kΩ)	1,62	2,8	3,0	1,5	0,35	1,5
C1 (pF)	493	380	480,0	600,0	600	750
C2 (pF)	94,8	885	804	1125,76	--	300
C3 (pF)	21,51	152,79	220,53	146,13	10000	250
C4 (pF)	50	370	600	600	1300	380
C5 (pF)	--	250	300	400,0	500	1500
C7 (pF)	957,5	800	825,8	850,0	400	1000
L2 (mH)	16	35	35	35	--	35
L3 (mH)	1,84	10	15	15	0,005	10
L5 (mH)	--	--	--	--	14	0,01173
L7 (mH)	0,05	0,02	0,015	0,0124	0,015	0,008271

Nas Figs. 10 e 11 são mostradas comparações entre resultados de medição e de cálculo para o caso de um impulso de tensão normalizado ($1,2 \times 50 \mu\text{s}$) aplicado no primário do transformador de 30 kVA, considerando o secundário em aberto e com carga resistiva equilibrada, respectivamente. A Fig. 12 mostra um impulso de tensão com forma de onda não normalizada aplicado no primário do transformador de 30 kVA, sendo os resultados das comparações entre tensões transferidas medidas e calculadas mostrados nas Figs. 13 e 14.

Fig. 10: Surto transferido com o secundário em aberto [15-18].

Fig. 11: Surto transferido com o secundário com carga de $50\ \Omega$ [15-18].

Fig. 12: Surto de tensão induzida aplicada no primário [15, 16, 18].

Fig. 13: Surto transferido com o secundário em aberto [15, 16, 18].

Fig. 14: Surto transferido com o secundário com carga de 10 pF [15, 16, 18].

Conforme pode-se observar, o modelo mostrou-se adequado para estudos de surtos transferidos à rede secundária via transformador tanto na condição em vazio como sob carga, respondendo satisfatoriamente para surtos normalizados e não normalizados. Por apresentar essas características esse modelo tem sido utilizado pelo GATDA/USP em estudos de surtos transferidos.

Outros estudos de modelo de transformadores foram propostos por Kelly; Van Coller; Britten [29] com resultados adequados somente para surtos normalizados e transformador em vazio; por Somogyi; Vizi; Bán [30] em transformadores delta-estrela e estrela-ziguezague para estudos de proteção dos enrolamentos do transformador; por Vaessen [31] apresentando uma metodologia para modelagem de transformadores pelo método de medição da função de transferência do transformador com resultados adequados para onda de impulso normalizada.

2.2 Estudos de surtos transferidos para a rede secundária

Com relação a suportabilidade dos equipamentos conectados à rede de baixa tensão em CA contra surtos, a norma IEEE C62.45-1992 [32] faz algumas recomendações abrangendo diversos testes com objetivos específicos de controle de qualidade, projeto, aprovação, falhas, etc. Salienta-se que esses testes são recomendações, não devendo ser aplicados indiscriminadamente em qualquer equipamento ou como testes obrigatórios, cabendo a fabricantes, entidades normativas e consumidores as prerrogativas das especificações de aprovação ou desempenho dos equipamentos.

Pela norma IEC 664-1[33], que trata da coordenação de isolamento de equipamentos de baixa tensão de até 1000 V CA em frequências de até 30 kHz, os níveis de isolamento das instalações para impulso de tensão são dados na Tabela 3.

Tabela 3: Nível de isolamento das instalações [33].

Classe da instalação	Descrição	Nível de isolamento [V]
I	Equipamentos especiais (eletrônicos em geral)	1500
II	Dispositivos, equipamentos portáteis, etc.	2500
III	Instalação fixa intermediária.	4000
IV	Linhas aéreas de distribuição, etc.	6000

Piantini et al [2] realizaram um amplo estudo das sobretensões na rede secundária ocasionadas por descargas atmosféricas, contemplando praticamente todos os mecanismos de transferência de surtos para a rede de baixa tensão. Entretanto, o modelo do transformador utilizado nesse estudo ainda não contemplava os efeitos das cargas no secundário, sendo válido apenas para o caso de transformadores em vazio.

Bassi, Matsuo; Piantini [7] avaliaram os surtos em linhas de baixa tensão causados por descargas diretas na linha de média tensão. Continuando esse estudo, Bassi [9] caracterizou os surtos transferidos para a linha secundária decorrentes de descargas atmosféricas diretas na linha primária, com enfoque para a capacidade de absorção de energia dos SPDs. A configuração da linha simulada é mostrada na Fig. 15.

Fig. 15: Topologia utilizada nas simulações [9].

Várias simulações foram realizadas utilizando o ATP, considerando a presença de pára-raios junto ao transformador e nas extremidades da linha primária. Os condutores utilizados foram 336,4 MCM (Al) a 8,9 m do solo para rede primária (configuração horizontal meio beco), cabo 1/0 AWG (Al) para o neutro e secundário, com alturas 5,6 m (neutro), 5,4 m, 5,2 m e 5,0 m para a linha secundária. A descarga atmosférica foi representada como uma fonte ideal de corrente com forma triangular com tempos de frente (t_f) de 2 μ s, 4 μ s e 8 μ s e tempo de meio valor de 80 μ s, com amplitudes de 20 kA, 45 kA e 90 kA. Foram utilizados valores de 10 Ω , 30 Ω e 300 Ω como resistências de terra e as cargas dos consumidores foram consideradas como resistências de 10 Ω , 30 Ω e 100 Ω . O transformador foi representado de acordo com o modelo desenvolvido pelo GATDA/USP [3] e as descargas disruptivas dos isoladores foram consideradas conforme indicado na eq. (1) [19]. A Fig. 16 apresenta, a título de ilustração, uma das simulações feitas no estudo.

Fig. 16: Tensões transferidas ao secundário [9].

Em [4] o GATDA/USP apresentou os resultados de um estudo sobre as solicitações elétricas em dispositivos de proteção contra surtos (SPDs) em redes de baixa tensão. A metodologia adotada consistiu na avaliação das tensões na rede de baixa tensão e das correntes nos SPDs, através de simulações computacionais utilizando o ATP. O circuito básico utilizado nas simulações é mostrado na Fig. 17.

Fig. 17: Configuração da rede utilizada nas simulações [4].

Os parâmetros considerados na simulação da linha foram:

- condutores da primária de alumínio 3 x 336,4 e neutro de alumínio 1 x 1/0 AWG;
- modelo de transformador de 30 kVA, 13800-220/110 V, proposto em [3], localizado no ponto médio da configuração;
- secundário com extensão de 150 m em cada lado do transformador, com condutores 3 x 1/0 AWG;
- derivações dos ramais dos consumidores a cada 30 m;
- neutro aterrado nas entradas dos consumidores;
- tensões residuais dos SPDs de ZnO de 1 kV no circuito secundário e de 500 V nas entradas de consumidores;
- $R_c = 10 \, \Omega$, $R_p = R_T = R_s = 25 \, \Omega$ para baixas resistências;
- $R_c = R_p = R_T = R_s = 100 \, \Omega$ para médias resistências;
- $R_c = R_p = R_T = R_s = 300 \, \Omega$ para altas resistências.

As disrupções dos isoladores que afetam as sobretensões na rede foram simuladas através de chaves que se fecham quando uma determinada condição de tensão é alcançada de acordo com a eq.(1), proposto por Darveniza; Vlastos [19].

Duas correntes de descarga foram consideradas nas simulações, 45 kA (forma $2,25 \times 80 \mu\text{s}$) e 90 kA (forma $4,5 \times 80 \mu\text{s}$). Os SPDs foram dispostos entre fase e neutro, nas seguintes condições:

- sem nenhuma proteção no secundário;
- com proteção somente na saída do transformador;
- com proteção na saída do transformador e nas extremidades do secundário;
- com proteção em todas as entradas dos consumidores e na saída do transformador.

Pelas simulações, verificou-se que:

- o efeito dos SPDs depende dos valores das resistências de terra, obtendo-se maiores reduções das sobretensões quando as resistências de terra são altas;
- a instalação dos SPDs apenas na saída do transformador não afeta de maneira significativa as sobretensões nos consumidores;
- a instalação dos SPDs nas extremidades da linha reduz apreciavelmente as sobretensões nos consumidores quando as resistências de terra são altas.

Para avaliar as sobretensões e sobrecorrentes em redes de baixa tensão com cabo multiplexado, o GATDA/USP em [5] utilizando a mesma metodologia de [4] verificou que, estatisticamente, os níveis das sobretensões na rede de baixa tensão e das correntes nos SPDs são em geral mais baixos se comparados com os níveis correspondentes à rede convencional.

De Conti et al. [10, 34] apresentaram estudos de proteção de consumidores contra descargas atmosféricas através de simulações computacionais considerando configurações típicas do sistema de distribuição da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais). O estudo utilizou o modelo de transformador proposto pelo GATDA/USP [3], tendo sido realizadas várias simulações computacionais para análise das tensões transferidas da rede primária para a secundária quando um surto atinge os terminais do transformador, conforme visto na Fig. 18, na qual:

- I é o surto de corrente;
- PR são os pára-raios que protegem o transformador;
- L_d é a indutância do cabo de descida;

- R_t é a resistência de terra;
- LBT representa a linha de baixa tensão;
- R_1 , R_2 e R_3 representam a carga do consumidor, adotada como sendo igual a $30\ \Omega$;
- R_C representa a resistência de terra do consumidor.

Fig. 18: Circuito básico utilizado nas simulações computacionais apresentadas em [10, 34].

Os resultados do estudo mostraram que a utilização de redes multiplexadas assegura sobretensões inferiores às das redes verticais, linhas com ramificações têm comportamento diferente de linhas exclusivas, o uso de pára-raios é recomendado para proteção dos transformadores. Entretanto, nas simulações não foram consideradas as disrupções dos isoladores.

Borghetti et al. [35] avaliaram as tensões transferidas aos terminais de baixa tensão de um transformador situado no final de uma linha de distribuição sem ramais quando da incidência de descargas em suas proximidades. O transformador foi representado tanto pelo modelo de Vaessen [31] como pelo circuito π capacitivo. As simulações computacionais foram desenvolvidas através dos programas LIOV-EMTP (“Lightning-induced overvoltage-Electromagnetic Transients Program”) tendo o canal da corrente da descarga de retorno (“return-stroke”) sido simulado pelo modelo MTL (“Modified Transmission Line”) em que a corrente sofre decaimento exponencial à medida que se propaga pelo canal [36]. A amplitude da corrente

utilizada nas simulações foi de 50 kA e inclinação máxima de 43 kA/ μ s (não sendo informada a forma de onda). A velocidade da corrente no canal do “return-stroke” foi igual a $1,5 \times 10^8$ m/s. O circuito utilizado nas simulações é mostrado na Fig. 19. Dois pontos perpendiculares à linha foram escolhidos como os locais de incidência da descarga, um a 50 m do centro da linha (ponto A) e outro a 50 m do transformador (ponto B).

Fig. 19: Circuito simulado em [35].

Os autores observaram grandes diferenças entre os resultados obtidos com os dois modelos, tendo concluído que o circuito π capacitivo provavelmente não é adequado para o estudo de surtos transferidos. As diferenças entre os modelos atenuavam-se na presença dos pára-raios. Em todas as simulações o transformador foi considerado na condição em aberto, uma vez que os modelos utilizados não permitem que se considere o efeito da carga. A Fig. 20 apresenta os resultados de tensões induzidas nos pontos M, K e L da Fig. 19, comparando as respostas obtidas através do modelo de Vaessen (a,b,c) e do circuito π capacitivo (d,e,f), com a descarga ocorrendo no ponto A.

Fig. 20: Tensões induzidas calculadas em três pontos (M,K e L indicada na Fig. 19, considerando diferentes condições) usando dois modelos de transformador: Vaessen e circuito π capacitivo (adaptada de [35]).

Hoidalén [37] apresentou estudos de tensões induzidas modelando transformadores e instalações de baixa tensão. Os transformadores (de 50 kVA a 1250 kVA) foram considerados como simples indutâncias que, segundo o autor, seriam válidas para representar o transformador na faixa de frequências considerada no estudo (entre 10 kHz e 500 kHz). As instalações foram modeladas conforme o tipo de alimentação (TN ou IT), mostrados nas Figs. 21 e 22. A modelagem das cargas consistiu em medições entre fase e condutor terra na entrada das instalações TN e IT por meio do aparelho HP419A. A configuração do sistema para cálculo das tensões induzidas é mostrada na Fig. 23.

Fig. 21: Modelo de impedância de entrada da instalação TN utilizado em [37].

Fig. 22: Modelo de impedância de entrada da instalação IT utilizado em [37].

Fig. 23: Sistema para cálculo de tensões induzidas utilizado em [37].

Ao ponto A indicado na Fig. 23 foi conectado o transformador e, no ponto B, a carga. A linha aérea é monofásica, com 500 m de comprimento, 6 m de altura e impedância característica de 300Ω . O transformador foi representado através de uma indutância de $10 \mu\text{H}$. A carga, representando a impedância das instalações, teve sua indutância variada de $2 \mu\text{H}$ a $20 \mu\text{H}$ no tipo TN. No tipo IT a indutância foi variada na faixa de $2 \mu\text{H}$ a $20 \mu\text{H}$, e a capacitância, entre 20 nF e 200 nF.

O ponto de incidência da descarga foi considerado conforme indicado na Fig. 23, a 100 m da linha. A forma de onda da corrente seguiu a função de Heidler [38], dada pela eq. (3), com $I_0 = 30$ kA, $\tau_1 = 2$ μ s, $\tau_2 = 50$ μ s e $n = 5$.

$$i(0,t) = \frac{I_0}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{1 + (t/\tau_1)^n} \exp(-t/\tau_2); \quad \eta = \exp \left[- \left(\frac{\tau_1}{\tau_2} \right) \left(n \frac{\tau_2}{\tau_1} \right)^{\frac{1}{n}} \right] \quad (3)$$

em que:

- I_0 é a amplitude da corrente na base do canal;
- τ_1 é a constante de tempo para da frente da onda;
- τ_2 é a constante de tempo de decaimento da onda;
- η é o fator de correção da amplitude;
- n é um expoente (entre 1 e 10).

O modelo TL (“Transmission Line”) foi utilizado para representar o canal do “return-stroke”, com $v = 1,1 \times 10^8$ m/s. As Fig. 24 e 25 mostram os resultados das simulações nas cargas Z_{TN} e Z_{IT} , respectivamente.

Fig. 24: Tensões na carga Z_{TN} (adaptada de [37]).

Fig. 25: Tensões na carga Z_{IT} (adaptada de [37]).

As terminações das linhas de distribuição influenciam as tensões induzidas e, em geral, instalações com cargas altas apresentam sobretensões menores do que instalações com pouca carga. Nos sistemas tipo IT as tensões fase-terra foram maiores que nas instalações TN, ocorrendo o inverso no caso das tensões fase-fase.

Rajotte; Fortin; Cyr [39] executaram ensaios de campo em linhas de baixa tensão com o objetivo de estudar as sobretensões causadas pelas correntes injetadas no neutro multi-aterrado quando da atuação dos pára-raios em decorrência de uma sobretensão na rede de média tensão. A metodologia consistiu na injeção de um surto de corrente (10 A, 1/50 μs) no neutro a partir de um eletrodo de terra localizado a 100 m da linha energizada, simulando a dissipação de corrente na terra quando da ocorrência de uma descarga direta no transformador. Os resultados dos ensaios foram comparados com simulações computacionais realizadas através do EMTP. As potências nominais dos transformadores variaram de 25 kVA a 100 kVA. Cada transformador alimentava até dois consumidores rurais e até dez no caso de áreas

urbanas. As linhas de baixa tensão eram curtas, com comprimentos raramente maiores que 100 m. Cinco áreas foram escolhidas para os ensaios, com resistividades do solo até 100 Ω .m nas áreas 1 e 2, de 100 Ω .m a 500 Ω .m na área 3, e maiores do que 1000 Ω .m nas áreas 4 e 5. Os resultados mostraram que 20% a 40% da corrente através dos pára-raios eram injetados no neutro para o caso de resistência de terra do transformador igual a duas vezes o valor da resistência de terra do consumidor. Em áreas rurais, no qual um transformador alimenta até duas cargas, os valores de tensão entre neutro e terra e entre fase e neutro atingiram valores de 10 kV/kA e 1 kV/kA, respectivamente. Para minimizar os problemas causados por sobretensões decorrentes de descargas atmosféricas foram sugeridas tanto a diminuição da resistência de terra como a instalação de pára-raios nos secundários, quando justificável economicamente. A topologia do modelo da linha utilizada nas simulações é mostrada na Fig. 26.

Fig. 26: Topologia da linha utilizada nas simulações realizadas em [39].

Os parâmetros indicados na Fig. 26 são:

- R_{pf} : impedância de neutro multiterrado;
- R_t : resistência de terra do transformador;
- R_c : resistência de terra do consumidor;
- R_1 a R_{18} : representam a resistência de terra em cada nó como resultado do paralelismo de todos os aterramentos localizados dentro de uma distância de 50 m.

Salienta-se que, nos ensaios de campo, para a análise de tensões entre fase e neutro na baixa tensão, o consumidor foi desconectado da linha para se obter um circuito com parâmetros conhecidos, obtendo-se um circuito com a linha, transformador e circuito secundário, porém sem o consumidor. Nos demais ensaios a carga foi considerada, tendo sido representada nas simulações computacionais através de um circuito RLC paralelo.

Sugimoto et al. [40] analisaram os efeitos das sobretensões decorrentes de descargas atmosféricas em linhas de baixa tensão com e sem ramal de serviço e possíveis soluções para atenuar as sobretensões nos consumidores. Foram realizados ensaios em uma linha experimental e seus resultados foram comparados com simulações computacionais realizadas com o programa EMTP. Na linha experimental trifásica com postes de concreto (geometria e comprimentos mostrados na Fig. 27), foram instalados pára-raios de ZnO nos postes 2, 6 e 7, um casador de impedâncias no poste 1 e um transformador no poste 7. A linha trifásica estendia-se do poste 1 até o poste 7, a partir do qual começava a linha de baixa tensão a dois condutores. No final da linha de baixa tensão foi conectado um cabo multiplexado representando o ramal de serviço do consumidor, ou seja, a carga do transformador era composta da linha de baixa tensão mais o cabo multiplexado. Os valores de todas as resistências de aterramento estavam por volta de 30Ω .

Fig. 27: Topologia da linha de distribuição experimental analisada em [40].

No estudo aplicou-se surto de corrente de 7 kA (2/11 μ s) no topo do poste número 6 e as medições de corrente e tensão foram realizadas no poste número 10, no qual se encontrava o transformador. Os resultados dessas medições foram comparados com simulações computacionais, como pode ser observado na Fig. 28. O transformador foi simulado como sendo um capacitor, tendo a maior parte do surto sido desviado do mesmo pelo pára-raios que o protegia.

Nota-se, pelos resultados mostrados na Fig. 28, que as sobretensões são reduzidas quando se conecta o ramal de serviço à linha de baixa tensão. No estudo, as disrupções das isolações não foram consideradas. Para se analisar as reduções de sobretensão nos consumidores, foram realizadas somente simulações computacionais, nas quais foram variados os seguintes parâmetros:

- distâncias entre os condutores de baixa tensão;
- efeito da posição do aterramento na baixa tensão;
- efeito do número de aterramento na baixa tensão.

Verificou-se que:

- pequenas distâncias entre os condutores da baixa tensão reduzem as sobretensões, devido ao maior acoplamento eletromagnético entre os condutores;
- aterrar o neutro aproximadamente na metade da linha de baixa tensão causa redução da sobretensão em toda a linha de baixa tensão;
- aterrar os dois postes adjacentes ao transformador e o final da linha de baixa tensão provoca redução da sobretensão em toda a linha de baixa tensão;
- para valores altos de resistências, aterrar os postes adjacentes ao transformador e o final da linha é tão eficiente quanto se aterrar o neutro na metade da linha.

(a)

(b)

Fig. 28: Comparação entre resultados de medições e de simulações (adaptada de [40]).

a) Sem o ramal do consumidor b) Com o ramal do consumidor

Em [41] Piantini; Kanashiro; Obase apresentaram novos resultados relativos a surtos transferidos à rede secundária, dando continuidade a estudos anteriores desenvolvidos pelo GATDA/USP [15-18]. Foram apresentadas três configurações de simulação, a primeira com secundário sem proteção, a segunda com a instalação de SPDs na saída do transformador e a terceira com instalação de SPDs na saída do transformador e também nos finais da linha secundária. Foi verificado que as disrupções das isolações da rede primária e secundária têm efeitos consideráveis nos resultados das sobretensões e portanto devem ser corretamente modeladas. Em caso de descargas diretas na rede primária o componente principal da sobretensão no secundário está associado à corrente que flui através do neutro. Essa corrente pode ser originada tanto pela atuação dos pára-raios do primário como pela disrupção das isolações. Concluiu-se que sem a instalação de proteção na saída do transformador as sobretensões podem alcançar valores da ordem de dezenas de quilovolts. Os autores ressaltam que a instalação de SPDs na saída do transformador e nas extremidades da linha secundária não evita a ocorrência de sobretensões nos consumidores.

Verificou-se da revisão bibliográfica que o modelo de transformador mais adequado para a análise de surtos transferidos é o modelo proposto pelo GATDA/USP [15-18] e por isso o mesmo foi adotado nas simulações. Quanto à revisão de trabalhos sobre surtos transferidos à linha secundária, verificou-se que poucos estudos consideram a análise simultânea de linhas de distribuição típicas utilizando modelo adequado de transformador e considerando as disrupções das isolações. A transferência para a linha de baixa tensão de surtos induzidos no primário também tem sido pouco estudada o que, juntamente com as observações anteriores, foi um dos fatores motivadores deste trabalho.

CAPÍTULO 3

SURTOS NO PRIMÁRIO

Para analisar as sobretensões transferidas à rede secundária via transformador é necessário conhecer as características básicas dos surtos na rede primária. As amplitudes e formas de onda da tensão que surgem no primário dependem de vários parâmetros, como por exemplo:

- amplitude e forma de onda da corrente da descarga atmosférica;
- distância do ponto de incidência da descarga à linha;
- interrupções das isolações;
- resistência de terra (R_t);
- distância entre os aterramentos (x_{at});
- presença de equipamentos na linha primária;
- presença de pára-raios na linha primária e de SPDs na linha secundária.

Os surtos podem ser originados por descargas diretas na rede ou por descargas indiretas, ou seja, surtos de tensão induzidos na rede provocados por descargas que ocorrem nas suas proximidades.

3.1 Descargas indiretas

Os surtos de tensão provocados por descargas indiretas são mais frequentes se comparados àqueles provenientes das descargas diretas, porém geralmente apresentam menor amplitude.

Os estudos realizados pelo GATDA/USP em [42] apresentaram resultados preliminares de um sistema de aquisição de tensões induzidas por descargas reais. A Fig. 29 mostra uma medição de tensão induzida, realizada no dia 17 de março de 2003, em uma linha monofásica experimental. A amplitude e o tempo de frente da onda são 67 kV e 4,5 μ s, respectivamente. A Fig. 30 mostra uma outra medição de

tensão induzida na mesma linha experimental, referente ao dia 21 de janeiro de 2003, com amplitude de 32,8 kV e tempo de frente de 2,64 μ s.

Fig. 29: Tensão induzida medida em uma linha experimental em 17/03/2003 [42].

Fig. 30: Tensão induzida medida em uma linha experimental em 21/01/2003 [42].

Em [13] o GATDA/USP apresentou aplicações de um modelo desenvolvido – “Extended Rusck Model” (ERM) – para a avaliação de tensões induzidas por descargas atmosféricas. A Fig. 31 mostra uma configuração utilizada para o cálculo computacional de tensões induzidas analisando a influência do comprimento da linha primária. Os valores dos parâmetros utilizados foram:

- corrente de descarga de 50 kA, com forma de onda triangular 3/200 μ s;
- velocidade de propagação da corrente igual a 30% da velocidade da luz;

- comprimento do canal da descarga de 3 km;
- local da descarga a uma distância “d” igual a 60 m da linha e eqüidistante das suas terminações;
- solo assumido como condutor perfeito;
- altura do condutor de 10 m, com diâmetro de 1 cm;
- x_{lmax} representando o comprimento da linha com valores de 250 m, 500 m, 1000 m e 5000 m.

Na Fig. 32 são apresentados os resultados da simulação.

Fig. 31: Configuração utilizada para o cálculo de tensão induzida (adaptada de [13]).

Fig. 32: Variação da tensão induzida com o comprimento da linha (adaptada de [13]).

Os estudos do GATDA/USP [13, 42] mostram como as características do surtos de tensão (amplitude e forma de onda) na rede primária provocados por descargas indiretas variam e, conseqüentemente, a realização de simulações para todos os casos seria pouco prático. Logo, algumas formas de onda de tensão induzidas medidas na linha experimental e outras calculadas pelo programa ERM serão utilizadas nas simulações computacionais tendo em vista a avaliação das tensões transferidas ao secundário.

Após a simulação do caso base, novas simulações foram realizadas, considerando diferentes valores dos parâmetros, e os resultados foram comparados. Os resultados das simulações do caso base são mostrados na Fig. 34. As tensões fase-terra e fase-neutro foram calculadas nas três fases, a 450 m do ponto médio da linha, à direita (ponto D15), no ponto médio (ponto D0) e a 450 m do ponto médio, à esquerda (ponto E15). Inicialmente o condutor neutro não está aterrado. A tensão fase-terra no condutor atingido pela descarga assume valores elevados (pouco menor que 11 MV) e induz, nos condutores B e C, tensões fase-terra de aproximadamente 4 MV e 3 MV, respectivamente. As tensões fase-neutro são inferiores a 9 MV, 2 MV e 1 MV para os condutores A, B e C, respectivamente. Embora não seja possível visualizar na Fig.34 em função das perdas, os surtos de tensão (fase-terra e fase-neutro) nas três fases sofrem uma pequena atenuação conforme se propagam na linha. Nas Figs. 34a e 34d (ponto D15) verificam-se reflexões das tensões no tempo de 29,5 μ s aproximadamente, que corresponde à distância que o surto viaja do ponto D30 até o final da linha em aberto no lado direito e retorna até o ponto D15 totalizando 8,85 km.

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 34: Resultado das simulações do caso base.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
 b) Tensão fase-terra no ponto D0
 c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
 e) Tensão fase-neutro no ponto D0
 f) Tensão fase-neutro no ponto E15

No caso 2 foi considerada a inserção, no ponto D0 de um transformador de distribuição trifásico com potência de 30 kVA, cujo modelo de representação foi desenvolvido pelo GATDA/USP [14]. O transformador, conectado ao neutro, não foi aterrado e está sem proteção de pára-raios, pois o objetivo dessa simulação é tão somente verificar a influência do transformador nas tensões da linha primária. A Fig. 35 mostra as comparações entre os resultados da simulação do caso 2 e do caso base. De modo geral, verifica-se que com a inserção do transformador ocorre uma pequena atenuação e suavização das tensões fase-terra porém sem alterar de forma significativa os valores de amplitude (em relação ao caso base) devido à alta impedância do transformador. Nos pontos à direita do transformador (D15), nota-se os efeitos da reflexão nas tensões fase-terra e fase-neutro decorrentes tanto pelo transformador como ao final da linha em aberto (Figs. 35a e 35d). Nas Figs. 35e e 35f verificam-se que as tensões fase-neutro nos condutores A, B e C, nos pontos D0 e E15 sofrem alterações quando comparadas com aqueles correspondentes ao caso base, pois parte das tensões fase-terra são transferidas pelo transformador para o condutor neutro no ponto D0, elevando o valor das tensões neutro-terra e assim diminuindo a amplitude e o tempo de subida das tensões fase-neutro.

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 35: Comparação entre o caso base e caso 2 – efeito da presença do transformador.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

No caso 3, o condutor neutro foi aterrado no ponto médio da linha considerando a indutância do cabo de descida de $7 \mu\text{H}$ e valores de resistência de terra de 20Ω , 100Ω e 200Ω para os casos 3A, 3B e 3C, respectivamente. A Fig. 36 mostra a comparação das tensões na fase A entre o caso 2 e os casos 3A, 3B e 3C. Verificou-se que com o aumento do valor da resistência de terra, eleva-se o valor da tensão fase-terra e diminui-se a tensão fase-neutro. Com a inserção da resistência de terra no condutor neutro, ocorre uma reflexão da tensão neutro-terra que diminui a tensão fase-terra através do acoplamento entre os condutores. Quanto maior o valor da resistência, menor a amplitude da tensão refletida, resultando em menores reduções da tensão fase-terra. Para as tensões fase-neutro ocorrem variações maiores, uma vez que as variações sofridas pelas tensões neutro-terra são muito superiores àquelas que ocorrem nas tensões fase-terra, especialmente no caso de baixos valores de resistência de terra. As Figs. 37 e 38 mostram os resultados das comparações relativas às fases B e C, em que se tornam mais evidentes os efeitos das reflexões e dos diferentes valores de resistência de terra. Observam-se diferenças de aproximadamente 50% nos valores de crista das tensões fase-neutro da fase B nos três pontos considerados (Figs. 37d, 37e e 37f) quando comparados os casos sem aterramento e com resistência de terra de 20Ω . Já na fase C são observadas diferenças ainda maiores, de aproximadamente 80% (Figs. 38d, 38e e 38f).

No ponto D15 em todos casos verifica-se os efeitos das reflexões devido ao aterramento (diminuição das tensões) e também ao final da linha em aberto (elevação das tensões).

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 36: Comparações entre caso 2 (neutro não aterrado) e os casos 3A, 3B e 3C – efeito da resistência de terra nas tensões na fase A.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 37: Comparações entre caso 2 (neutro não aterrado) e os casos 3A, 3B e 3C – efeito da resistência de terra nas tensões na fase B.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 38: Comparações entre caso 2 (neutro não aterrado) e os casos 3A, 3B e 3C – efeito da resistência de terra nas tensões na fase C.

- a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

- d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

No caso 4 considerou-se o condutor neutro multiterrado, com resistências de $20\ \Omega$, a partir do ponto médio da linha, tanto à direita como à esquerda, a cada 30 m (xat1), 150 m (xat2) e 300 m (xat3) para os casos 4A, 4B e 4C, respectivamente. A Fig. 39a mostra as tensões neutro-terra no ponto D15 para esses três casos e também para o caso de apenas um ponto de aterramento (caso 3A). Como a amplitude da tensão neutro-terra para o caso de um aterramento é muito elevada quando comparada aos casos 4A, 4B e 4C, mostra-se na Fig. 39b somente os resultados das tensões neutro-terra multiterrado. Para as condições adotadas nas simulações, verifica-se que a diminuição das distâncias entre os pontos de aterramento reduz significativamente a tensão neutro-terra, porém essa redução pouco influi nas tensões fase-terra e fase-neutro do ponto de vista do primário, pois os valores das tensões neutro-terra são ordem de quilovolts e as tensões do primário são da ordem de megavolts. A Fig 40 mostra as comparações das tensões na fase A entre o caso 3A (aterramento somente no ponto 0) e os casos em que as distâncias entre os pontos de aterramento do condutor neutro foram de 30 m, 150 m e 300 m.

Fig. 39: Tensão neutro-terra no ponto ND15.

- a) comparações entre os casos 3A, 4A, 4B e 4C.
b) Comparações entre os casos 4A, 4B e 4C

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 40: Comparações do caso 3A com os casos 4A, 4B e 4C – efeito da distância entre os aterramentos do neutro nas tensões na fase A.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

No caso 5A foram instalados pára-raios no transformador, considerando o condutor neutro aterrado a cada 30 m (xat1). A Fig. 41 mostra a característica V x I dos pára-raios utilizada nos estudos do GATDA/USP [2] e adotada nas simulações.

Fig. 41: Característica V x I dos pára-raios utilizados nas simulações.

Para o caso 5B o condutor neutro foi aterrado a cada 150 m (xat2). O caso 5C foi idêntico ao caso 5A, com a adição de pára raios a 450 m do ponto médio da linha, tanto à direita como à esquerda, como pode ser observado na Fig. 42. Os valores das resistências de terra (RT2), indutâncias dos cabos de descida (L2) e indutâncias dos cabos de ligação dos pára-raios foram de $20\ \Omega$, $7\ \mu\text{H}$ e $1\ \mu\text{H}$, respectivamente.

Fig. 42: Configuração da simulação do caso 5C.

A fim de avaliar a influência dos pára-raios nas tensões do primário, foram comparadas as situações com e sem esses dispositivos (casos 5A e 4A), cujos resultados são mostrados nas Figs. 43, 44 e 45 para as fases A, B e C, respectivamente. Verificam-se reduções significativas das tensões fase-terra e fase-neutro pela atuação dos pára-raios, conforme o esperado. Como o surto se propaga da direita para a esquerda, as maiores reduções nas tensões ocorrem à esquerda do pára-raios. As reduções do lado direito vão depender do tempo de propagação do surto refletido na linha, ou seja, quanto maior for a distância entre o ponto considerado e os pára-raios, menor será a redução da sobretensão. Embora não seja possível visualizar nas Figs. 44e e 45e, as tensões fase-neutro têm polaridade negativa para os condutores B e C devido à não simultaneidade da atuação dos pára-raios. Tal característica poderá ser mais facilmente observada quando da comparação entre os casos 5A e 5B.

Fig. 43: Comparações do efeito dos pára-raios nas tensões (caso 4A x 5A para a fase A).

a) Tensão fase-terra no ponto D15	d) Tensão fase-neutro no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0	e) Tensão fase-neutro no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15	f) Tensão fase-neutro no ponto E15

a) Tensão fase-terra no ponto D15
 b) Tensão fase-terra no ponto D0
 c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
 e) Tensão fase-neutro no ponto D0
 f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Fig. 45: Comparações do efeito dos pára-raios nas tensões (caso 4A x 5A para a fase C).

a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Na comparação entre os casos 5A ($x_{at1} = 30$ m) e 5B ($x_{at} = 150$ m) verifica-se a influência das distâncias entre aterramentos em linhas com pára-raios, conforme mostra a Fig.46. Nota-se que há redução significativa nas tensões do primário com a diminuição das distâncias entre aterramentos somente no ponto D0 ou nos pontos situados à esquerda dos pára-raios. Nesse caso, devido à atuação dos pára-raios, uma parte da corrente flui pelo neutro, elevando a tensão neutro-terra e diminuindo os valores das tensões fase-neutro. A diminuição da tensão fase-terra é explicada pelo acoplamento das fases com o neutro, ou seja, quanto maior o número de pontos de aterramento do condutor neutro, maior o número de reflexões das tensões neutro-terra, com conseqüente redução das tensões fase-terra, como mostram as Figs. 46, 47 e 48. A Fig. 46e mostra que a tensão fase-neutro do condutor A no ponto D0 é limitada pela tensão residual dos pára-raios (40 kV), sendo o pico de tensão explicado pelo $L di/dt$ ($1 \mu H * 45 kA / 3 \mu s = 15$ kV). Da análise das Figs. 46e, 47e e 48e verificam-se que o pára-raios da fase A atua antes que os das outras fases, acarretando uma elevação da tensão neutro-terra a um valor maior que a tensão fase-terra dos condutores B e C. Isso faz com que as tensões fase-neutro dos condutores B e C tenham polaridades negativas. Nos pontos à direita do pára-raios a redução das tensões acontece num tempo maior devido aos efeitos da reflexão, porém não se percebe uma diminuição significativa das tensões com menores distâncias entre aterramentos.

Com a adição de pára-raios nas três fases da linha primária a 450 m do ponto médio (tanto à direita como à esquerda - caso 5C), verificam-se reduções significativas das tensões fase-terra e fase-neutro em todas as fases, pois a corrente do surto encontra mais caminhos para fluir no condutor neutro e dissipar-se para o solo. A título de ilustração, a Fig. 49 apresenta as tensões fase-terra e neutro-terra nos pontos D0, E15 e D15 da fase A.

Fig. 46: Comparações entre os casos 5A e 5B para a fase A – efeito da distância entre aterramentos do condutor neutro.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
 b) Tensão fase-terra no ponto D0
 c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
 e) Tensão fase-neutro no ponto D0
 f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Fig. 47: Comparações entre os casos 5A e 5B para a fase B – efeito da distância entre aterramentos do condutor neutro.

- a) Tensão fase-terra no ponto D15
- b) Tensão fase-terra no ponto D0
- c) Tensão fase-terra no ponto E15
- d) Tensão fase-neutro no ponto D15
- e) Tensão fase-neutro no ponto D0
- f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Fig. 48: Comparações entre os casos 5A e 5B para a fase C – efeito da distância entre aterramentos do condutor neutro.

- a) Tensão fase-terra no ponto D15
- b) Tensão fase-terra no ponto D0
- c) Tensão fase-terra no ponto E15
- d) Tensão fase-neutro no ponto D15
- e) Tensão fase-neutro no ponto D0
- f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Fig. 49: Comparações entre os casos 5A (pára-raios apenas no ponto médio da linha - D0) e 5C (pára-raios também a 450 m de cada lado do ponto D0) para a fase A – efeito da instalação de pára-raios a 450 m do ponto médio.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
 b) Tensão fase-terra no ponto D0
 c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
 e) Tensão fase-neutro no ponto D0
 f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Quando o efeito disruptivo (DE) das isolações é levado em consideração (caso 6), ocorrem mudanças significativas nas tensões, tanto nas amplitudes como nas formas de onda, pois o surto encontra muitos caminhos para o neutro e para a terra através das inúmeras disrupções das isolações ao longo da linha. A ocorrência das disrupções necessita ser considerada, na análise das sobretensões, como mostra claramente a Fig. 50, onde são comparadas as tensões na fase A correspondentes a um caso em que não são consideradas disrupções (caso 5B) e o caso 6. Nota-se que as tensões fase-terra e fase-neutro diminuem em todos os casos devido às disrupções das isolações, não ultrapassando o valor de 300 kV, como pode ser observado na Fig. 51. A atuação dos pára-raios limita, no ponto D0, as tensões fase-terra e fase-neutro a valores menores que 60 kV e 40 kV, respectivamente. Nota-se também que as ondas das tensões das fases apresentam oscilações bruscas em todos os casos, fato que não ocorreu em nenhum dos casos anteriores. Tais oscilações são provocadas pelas diversas disrupções das isolações acarretando em várias reflexões. Logo, percebe-se a grande importância de se considerar as disrupções das isolações, pois elas alteram significativamente as análises e o comportamento das sobretensões. Caso não sejam consideradas as disrupções, as análises dos resultados certamente levarão a conclusões equivocadas a respeito das características das sobretensões.

Fig. 50: Comparação, na fase A, das tensões fase-terra e fase-neutro com e sem interrupção das isolações.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
 b) Tensão fase-terra no ponto D0
 c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
 e) Tensão fase-neutro no ponto D0
 f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Fig. 51: Tensões fase-terra e fase-neutro considerando interrupção das isolações.

- a) Tensão fase-terra no ponto D15
- b) Tensão fase-terra no ponto D0
- c) Tensão fase-terra no ponto E15

- d) Tensão fase-neutro no ponto D15
- e) Tensão fase-neutro no ponto D0
- f) Tensão fase-neutro no ponto E15

No caso 7A foi inserida uma linha secundária com espaçamento de 30 m entre os postes e configuração vertical, com alturas das fases a, b e c em relação ao solo de 6,8 m, 6,6 m e 6,4 m, respectivamente. O comprimento da linha secundária é de 150 m para cada lado do transformador que alimenta a linha, como pode ser observado na Fig. 52. Nessa avaliação preliminar não está sendo considerado o efeito das interrupções das isolações.

Fig. 52: Inserção da linha secundária na análise dos surtos no primário.

a) Linha trifásica

b) Detalhe das quotas no poste

Para as condições adotadas nas simulações, a inserção da linha secundária pouco influi nas tensões do primário pelo baixo acoplamento entre os condutores do primário e secundário. Na Fig. 53 são comparadas as tensões fase-terra e fase-neutro, nas três fases, considerando ou não a presença da linha secundária.

Quando se consideram as disrupções das isolações do primário, do neutro e do secundário (caso 7B), as tensões apresentam amplitudes da ordem de quilovolts e são bem menores que aquelas relativas ao caso 7A (da ordem de megavolts), como pode ser verificado na Fig. 54. Além disso, tal qual ocorreu no caso 6, as tensões apresentam muitas oscilações, ocasionadas pelas diversas disrupções ao longo da linha. A configuração correspondente ao caso 7B é muito próxima a uma linha de distribuição típica. Assim, através das diversas simulações realizadas, foi possível verificar a influência dos parâmetros, principalmente da disrupções das isolações, nas tensões fase-terra e fase-neutro transferidas à linha secundária via transformador.

(a)

(d)

(b)

(e)

(c)

(f)

Fig. 53: Comparação entre o caso 5A e 7A – efeito da presença da linha secundária.

- a) Tensão fase-terra no ponto D15
- b) Tensão fase-terra no ponto D0
- c) Tensão fase-terra no ponto E15

- d) Tensão fase-neutro no ponto D15
- e) Tensão fase-neutro no ponto D0
- f) Tensão fase-neutro no ponto E15

Fig. 54: Resultado da simulação do caso 7B – efeito da disrupção das isolações do primário, neutro e secundário.

a) Tensão fase-terra no ponto D15
b) Tensão fase-terra no ponto D0
c) Tensão fase-terra no ponto E15

d) Tensão fase-neutro no ponto D15
e) Tensão fase-neutro no ponto D0
f) Tensão fase-neutro no ponto E15

CAPÍTULO 4

SURTOS TRANSFERIDOS

Apresentam-se a seguir as simulações e análises para a caracterização dos surtos transferidos via transformador para a rede de baixa tensão bem como a metodologia utilizada.

4.1 Metodologia

Inicialmente adotou-se para o caso base uma rede com as mesmas dimensões indicadas na Fig. 52 (Capítulo 3), com intervalos de aterramento do condutor neutro de 150 m, resistência de terra $R_n = 45 \Omega$, e resistência de terra dos postes nos quais o neutro não está aterrado $R_p = 2 \cdot R_n = 90 \Omega$. Todas as cargas têm a mesma configuração em sistema de alimentação TN e são ligadas na rede secundária via ramal multiplexado a uma altura de 5,6 m, com comprimento de 20 m. Adotou-se o valor de $3,5 \mu\text{H}$ para representar a carga do consumidor (C), com resistência de terra do consumidor (R_c) e indutância do cabo de descida (L_3) de 40Ω e $1,2 \mu\text{H}$, respectivamente. A Fig. 55 mostra parte da rede considerada no caso base, na qual as chaves representam as disrupções das isolações, L_1 representa a indutância do cabo de descida dos neutros aterrados e L_2 representa a indutância do poste cujo condutor neutro não é aterrado.

Fig. 55: Configuração básica utilizada nas simulações.

Considerou-se o ponto de incidência da descarga a 900 m do transformador (ponto DA30), na fase A, tal qual ocorreu nas simulações do Capítulo 3. A forma de onda e a amplitude da corrente de descarga utilizadas nas simulações são mostradas na Fig. 56. Os pontos da curva característica dos pára-raios (tensão residual x corrente) são apresentados na Tabela 4, tendo sido obtidos em ensaios de laboratório.

Fig. 56: Forma de onda da corrente de descarga.

Tabela 4: Característica dos pára-raios utilizados nas simulações.

I [kA]	V [kV]
0,01	29
0,90	30
4,50	35
18,00	44
40,00	52
65,00	59

Salienta-se que a configuração da rede secundária dada na Fig. 55, a forma de onda da corrente de descarga mostrada na Fig. 56 e a característica dos pára-raios da Tabela 4 valem tanto para a rede convencional como para a multiplexada.

O modelo do transformador apresentado pelo GATDA/USP [14-17] foi desenvolvido para o caso de tensões aproximadamente iguais nos três terminais do primário. Para verificar se essa condição é satisfeita, realizaram-se simulações preliminares cujos resultados são mostrados na Fig. 57. Verifica-se que as diferenças entre as tensões não são desprezíveis até aproximadamente 3,6 μ s após o início do transitório. Apesar

do modelo proposto não ser válido até esse instante, o mesmo foi adotado neste trabalho pelo fato de melhor atender, em relação aos modelos discutidos no Capítulo 2, os requisitos de exatidão e simplicidade. Entretanto, em função dessa aproximação, maiores erros devem ser esperados nas partes iniciais das ondas.

Fig. 57: Tensões (fase-neutro) nos terminais primários do transformador.

Os pontos à esquerda do transformador apresentam tensões menores do que os seus respectivos pontos à direita em todos os casos simulados, pois o surto trafega na rede da direita para a esquerda.

Verificou-se que as maiores sobretensões fase-neutro na rede secundária ocorrem no condutor mais afastado do primário e do neutro e portanto menos acoplado eletricamente com os mesmos. Os pontos D0, D3 e D5 foram escolhidos para o cálculo das tensões. O ponto que apresenta as maiores sobretensões, na maioria dos casos, é o D0, ou seja, na saída do transformador. Nesse ponto somam-se os efeitos dos surtos transferidos pelo transformador e a elevação do potencial do neutro decorrente da atuação dos pára-raios. Neste item são apresentadas as tensões com maior amplitude dentre esses três pontos (D0, D3 e D5) que correspondem, na maioria dos casos, às tensões na fase C, na saída do transformador (ponto D0).

Ocasionalmente, as tensões em pontos intermediários são também apresentadas para melhor compreensão dos resultados.

Após essa etapa foram realizadas simulações considerando descargas diretas na rede primária com a variação de alguns parâmetros da rede secundária convencional e os resultados foram comparados com o caso base. Os parâmetros modificados nas simulações foram:

- amplitude da corrente da descarga;
- tempo de frente da onda da corrente da descarga;
- tempo da onda da corrente da descarga para atingir o zero;
- ponto de incidência da descarga;
- resistência de terra do condutor neutro;
- número de consumidores;
- resistência de terra dos consumidores;
- altura do secundário;
- instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs).

Para comparar a rede secundária convencional e a rede multiplexada com relação aos surtos transferidos, variaram-se os seguintes parâmetros para a rede multiplexada :

- amplitude da corrente da descarga;
- resistência de terra;
- número de consumidores;
- instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs).

Com relação às tensões induzidas decorrentes de descargas próximas à rede, foram realizadas simulações considerando tanto a rede secundária convencional como a multiplexada. Para tal, foram utilizados resultados de medições de tensões induzidas na linha primária desenvolvida pelo GATDA/USP [42-43].

4.2 Surtos transferidos decorrentes de descargas diretas no primário

As sobretensões transferidas para a rede secundária decorrentes de descargas diretas na rede primária foram analisadas considerando duas configurações de secundário. A primeira foi a configuração convencional, ou seja, condutores em diferentes alturas, e a segunda a multiplexada, que vem sendo muito utilizada pelas concessionárias de energia. Embora diversos parâmetros influenciem as tensões transferidas, nas simulações apresentadas a seguir foram considerados aqueles com maior influência nas tensões.

4.2.1 Secundário na configuração convencional

A Fig. 58 mostra com mais detalhes a rede de distribuição trifásica com secundário na configuração convencional, na qual foram realizadas as simulações.

Fig. 58: Rede de distribuição trifásica com secundário na configuração convencional.

4.2.1.1 Amplitude da corrente de descarga

O primeiro parâmetro variado foi a amplitude da corrente de descarga. Nas simulações todas as descargas com forma de onda triangular ($t_f = 3 \mu s$ e $t_0 = 150 \mu s$) atingiram o condutor primário na fase A a 900 m do transformador, conforme visto na Fig. 58. Foram escolhidos os valores de 10 kA, 45 kA (caso base) e 90 kA. Pelos resultados mostrados na Fig. 59 verifica-se que os valores de crista das tensões para as correntes de 90 kA e 45 kA foram semelhantes, atingindo, respectivamente, - 11,1 kV e 12,5 kV. Os elevados valores de pico da tensão, em módulo, superiores a 12 kV, para o caso da corrente de 45 kA são decorrentes das oscilações bruscas da tensão nos terminais primários do transformador no intervalo de $3,6 \mu s$ mostrada na Fig. 57. Essas oscilações são provocadas pelas várias disrupções dos isoladores. O mesmo fenômeno não ocorre para os casos de $I = 10 \text{ kA}$ e $I = 90 \text{ kA}$. As menores tensões (inferiores a 8 kV) são verificadas para o caso em que a corrente é de 10 kA. As oscilações presentes nos resultados são originadas pelas diversas reflexões das tensões ao longo da rede secundária. Em todos os casos verifica-se que nos instantes iniciais as tensões alcançam valores elevados, da ordem de - 8 kV para $I = 10 \text{ kA}$ e - 10 kV para os casos de $I = 45 \text{ kA}$ e $I = 90 \text{ kA}$.

Fig. 59: Tensões fase-neutro transferidas ao secundário - influência da amplitude da corrente de descarga.

4.2.1.2 Tempo de frente e tempo de zero da corrente de descarga

Foram considerados três valores para o tempo de frente (t_f) da corrente da descarga, 1 μ s, 3 μ s (caso base) e 10 μ s, permanecendo os demais parâmetros idênticos aos utilizados no caso base. A variação do tempo de frente da corrente da descarga altera os valores das tensões transferidas e de forma geral verifica-se que quanto maior for a variação da corrente no tempo (di/dt), maior será a amplitude da tensão transferida. Essa amplitude atinge 15,8 kV no caso de $t_f = 1 \mu$ s, como pode ser observado na Fig.60. Nota-se que ocorrem, em diferentes instantes, picos de 15,8 kV e 9,25 kV para $t_f = 1 \mu$ s, de 12,5 kV para $t_f = 3 \mu$ s e de -8,62 kV para $t_f = 10 \mu$ s, em decorrência das variações bruscas das tensões entre os terminais do transformador em tempos diferentes. Verifica-se também que mesmo após 16 μ s as tensões podem alcançar valores da ordem de 1 kV. A frequência das oscilações apresentadas nas tensões fase-neutro é de aproximadamente 1 MHz para qualquer t_f , e é coerente com a distância total de 300 m que corresponde ao percurso: ponto D0 – finais da rede secundária – ponto D0.

Verificou-se que o tempo para a onda da corrente atingir o zero (t_0) pouco influi nas sobretensões.

Fig. 60: Tensões fase-neutro no secundário (fase C) no ponto D0 – influência do tempo de frente.

4.2.1.3 Local da ocorrência da descarga

Neste caso a amplitude e a forma de onda da corrente de descarga foram as mesmas em todos os casos, com $I = 45 \text{ kA}$, conforme visto na Fig.56. Os pontos de incidência da descarga ocorreram sempre à direita do transformador, na fase A. No caso base a distância em relação ao transformador foi de 900 m (ponto DA30). Dois outros pontos foram escolhidos e correspondem às distâncias de 600 m (ponto DA20) e de 1200 m (ponto DA31) do transformador. Para facilitar a comparação dos resultados, as tensões foram colocadas em uma mesma base de tempo (sem atrasos), como mostra a Fig.61. Nota-se em geral que quanto menores forem as distâncias entre o transformador e o local da descarga, maiores são as tensões transferidas. Foram obtidos os valores de -12,9 kV, 12,5 kV e 10,2 kV para as distâncias de 600 m, 900 m e 1200 m, respectivamente. Percebem-se os efeitos das disrupções das isolações, que provocam curto-circuito em diversos pontos da rede primária, através das oscilações das tensões.

Fig. 61: Tensões fase-neutro no secundário (fase C) no ponto D0 – influência do local da ocorrência da descarga.

4.2.1.4 Resistência de terra

Os efeitos das resistências de terra do condutor neutro (R_n) e dos consumidores (R_c) também foram avaliados, tendo sido considerados para as resistências de terra do condutor neutro os valores de $45\ \Omega$ (caso base), $20\ \Omega$ e $200\ \Omega$, e para a resistência de terra dos consumidores foram considerados os seguintes valores: adotou-se $20\ \Omega$, $40\ \Omega$ (caso base) e $80\ \Omega$. Os valores da relação R_n/R_c variaram na faixa de 0,25 a 10.

A Fig. 62 apresenta os resultados relativos à variação dos valores das resistências de terra do condutor neutro (R_n). Com a diminuição das resistências de terra do neutro, as tensões neutro-terra diminuem e, por consequência, reduzem-se as tensões entre fase e terra pelo acoplamento entre os condutores. Contudo, não se observa tal efeito para o caso de $R_n = 45\ \Omega$, em decorrência das oscilações bruscas da tensão no primário do transformador no intervalo de $3,6\ \mu\text{s}$. As tensões alcançam valores de pico de $10,6\ \text{kV}$, $12,5\ \text{kV}$ e $11,9\ \text{kV}$ para valores de R_n iguais a $20\ \Omega$, $45\ \Omega$ e $200\ \Omega$, respectivamente.

Fig. 62: Tensões fase-neutro – influência da resistência de terra do condutor neutro.

São apresentados na Fig.63 os resultados da influência da resistência de terra do consumidor (R_c). Observa-se que não existem diferenças significativas entre as tensões com a variação de R_c , na faixa considerada, tanto em amplitude como na forma de onda. Os picos da tensão para $R_n = 45 \, \Omega$ atingiram 12,2 kV, 12,5 kV e 13,1 kV para valores de R_c iguais a 20 Ω , 40 Ω e 80 Ω , respectivamente. Para $R_n = 20 \, \Omega$ os valores foram 10,5 kV para $R_c = 20 \, \Omega$ e 10,6 kV para R_c de 40 Ω e 80 Ω . O pico de tensão para $R_n = 200 \, \Omega$ resultou em - 12,0 kV para todos os valores de R_c . Há, entretanto, variação significativa das tensões com a variação de R_n , conforme pode ser verificado pelas Figs. 63a, 63b e 63c.

Fig. 63: Tensões fase-neutro – influência da resistência de terra dos consumidores (fase C ponto D0).

a) $R_n = 45 \, \Omega$

b) $R_n = 20 \, \Omega$

c) $R_n = 200 \, \Omega$

A influência da resistência de terra dos consumidores foi também verificada em um ponto distante do aterramento do condutor neutro. A Fig. 64 mostra as tensões no secundário a 90 m do transformador (ponto D3). Verifica-se que valores de R_c maiores que R_n acarretam, em geral, menores tensões. Nota-se também que nesse ponto o amortecimento das oscilações é menor que aquele observado no ponto D0, devido à maior distância entre o ponto de cálculo da tensão e o ponto de aterramento do condutor neutro mais próximo. Para $R_n = 20 \, \Omega$ os valores picos das tensões atingem - 3,30 kV, -3,36 kV e -3,38 kV para valores de R_c iguais a 20 Ω , 40 Ω e 80 Ω , respectivamente. No caso de $R_n = 200 \, \Omega$ as amplitudes alcançam 7,42 kV, 7,72 kV e 7,56 kV para valores de R_c iguais a 20 Ω , 40 Ω e 80 Ω , respectivamente. Observa-se que nesse caso as diferenças não são muito significativas devido ao valor de R_n (200 Ω).

Fig. 64: Tensões fase-neutro no secundário fase C no ponto D3.

Do ponto de vista de descargas diretas na rede, notou-se que a situação na qual ocorrem as menores sobretensões corresponde à condição de menores valores das resistências de terra do neutro. No caso de $R_n = 20 \, \Omega$ o valor máximo da tensão não ultrapassa 11 kV, contra 12 kV e 13,1 kV para $R_n = 200 \, \Omega$ e 45 Ω , respectivamente. Com relação ao valor de R_c , nota-se que valores baixos são desejados, porém a influência na redução das tensões não é tão significativa quanto aquela exercida por R_n .

4.2.1.5 Número de consumidores

Consideraram-se quatro situações com relação ao número de consumidores. A primeira, somente com um consumidor ligado diretamente ao transformador e sem rede secundária (carga exclusiva), a segunda considerando três consumidores (um no transformador e dois nas extremidades da rede secundária), a terceira com cinco consumidores (semelhante à segunda, porém com a adição de um consumidor a 90 m do transformador tanto à direita como à esquerda) e finalmente consumidores a cada 30 m, num total de 11 consumidores, ou seja, o caso base. Todos os consumidores são ligados à rede por um ramal multiplexado de 20 m de comprimento à altura de 5,6 m. Os resultados das simulações são mostrados na Fig. 65. Nota-se que para a carga exclusiva ocorre o menor valor de tensão (7,37 kV), pois não há a contribuição dos acoplamentos entre os condutores da rede. A Fig. 65a mostra que os valores de pico das tensões no ponto D0 são de 7,37 kV, 10,7 kV, -11,3 kV e 12,5 kV para um, três, cinco e 11 consumidores, respectivamente. Em módulo nota-se que, quanto maior o número de consumidores, maior a tensão, devido aos efeitos das reflexões. O condutor neutro é aterrado no ponto D0, reduzindo a tensão neutro-terra que somada as tensões fase-terra oriundas das diversas reflexões dos consumidores, elevam as tensões fase-neutro.

Fig. 65: Tensões fase-neutro no secundário nos pontos D0 e D3.

a) influência do número de consumidores no ponto D0

b) influência do número de consumidores no ponto D3

A Fig. 65b apresenta as tensões fase-neutro do condutor C (ponto D3), verificando-se que quanto mais consumidores na rede, menores as tensões (valores de -5,92 kV para onze consumidores e 10,5 kV para cinco). Essa redução é explicada pelo fato do ponto D3 não possuir aterramento do condutor neutro e, conseqüentemente, a tensão neutro-terra é mais elevada, acarretando na diminuição das tensões fase-neutro.

4.2.1.6 Representação das cargas dos consumidores

Foram realizadas simulações para cargas puramente resistivas, indutivas e capacitivas. Adotaram-se os valores de 12 Ω , 60 Ω e 120 Ω para cargas resistivas, de 3,5 μ H (caso base), 2 μ H e 20 μ H para cargas indutivas e de 2nF, 4nF e 20nF para cargas capacitivas.

Verifica-se pelos resultados mostrados na Fig. 66 que as amplitudes das tensões para as cargas puramente resistivas são menores em módulo do que para o caso base (12,5 kV) com tensões de -7,5 kV, -8,82 kV, -11,8 kV para as cargas resistivas de 120 Ω , 60 Ω e 12 Ω , respectivamente. Em relação à atenuação, nota-se que para cargas resistivas as oscilações diminuem mais rapidamente. Observa-se que quanto maior o valor da resistência, menor é a amplitude da tensão no ponto D0.

Fig. 66: Tensões fase-neutro – influência da carga resistiva.

Os resultados das simulações para cargas indutivas são apresentados na Fig.67. Para as cargas resistivas (Fig. 66) e indutivas a frequência das oscilações é de aproximadamente 1 MHz. Essa frequência é explicada pelas reflexões que ocorrem entre o ponto D0 e os finais da linha. Verifica-se que para baixos valores de indutância as tensões no ponto D0 apresentam maiores amplitudes, com valores de -12,8 kV, 12,5 kV e -10,0 kV para cargas de 2 μ H, 3,5 μ H e 20 μ H, respectivamente. Entretanto, no final da rede secundária (ponto D5), o maior valor de tensão corresponde à indutância de 20 μ H, como mostra a Fig. 67b

A Fig.68 mostra as tensões calculadas para o caso de cargas puramente capacitivas de 2 nF, 4 nF e 20 nF, sendo também apresentada, para comparação, a tensão obtida para o caso base (indutância de 3,5 μ H). A Fig.68b mostra o mesmo resultado da Fig.68a, porém somente até o instante de 12 μ s. As tensões apresentam valores de pico de -10,7kV, 10,8 kV e -13,8 kV para as capacitâncias de 2 nF, 4 nF e 20 nF, respectivamente, enquanto que para a carga indutiva o valor obtido foi de 12,5 kV. Pelos resultados, observa-se que as tensões no ponto D0 tendem a aumentar com o aumento do valor da capacitância.

Fig. 68: Tensões fase-neutro – efeito da carga capacitiva.

a) tensões até o instante de 30 μ s

b) tensões até o instante de 12 μ s

4.2.1.7 Altura dos condutores da rede secundária

A variação da altura dos condutores secundários na faixa 5 m a 7 m praticamente não afeta as tensões transferidas fase-neutro, pois as variações das tensões nas fases e no neutro são semelhantes.

4.2.1.8 Instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs)

A instalação de SPDs em linhas de baixa tensão não é ainda muito utilizada pelas concessionárias de energia devido aos custos e à falta de informações sobre os requisitos a serem atendidos por tais dispositivos. Porém, com o aumento de reclamações dos consumidores com relação ao PID (pedido de indenização por danos em aparelhos elétricos), conforme estudo realizado por Jucá [1], faz-se necessário obter mais informações sobre a efetividade de tais dispositivos na redução das sobretensões. Foram realizadas simulações considerando a instalação de SPDs na saída do transformador e também, posteriormente, nos finais da rede secundária. A curva característica dos SPDs utilizada nas simulações é mostrada na Fig.69. Adotou-se como indutância do cabo de ligação dos SPDs o valor igual a 0,2 μ H.

Fig. 69: Característica VxI dos SPDs utilizada nas simulações.

Os pontos D0 (saída do transformador), D3 (a 90 m do transformador) e D5 (no final da rede) foram escolhidos para verificar a redução das sobretensões ao longo da rede secundária e nos seus respectivos consumidores. A título de comparação, a Fig. 70 mostra os resultados obtidos para o caso base, ou seja, sem SPDs. Verifica-se que em todos os casos as tensões nos consumidores são menores que na rede, pois além da carga do consumidor de $3,5\mu\text{H}$, cada consumidor possui aterramento.

Fig. 70: Tensões fase-neutro sem SPDs.

a) ponto D0

b) ponto D3

c) ponto D5

A Fig. 71 mostra os resultados das simulações com a instalação de SPDs somente no transformador e também quando instalados nos finais da rede. A Fig. 71a mostra que no ponto D0, no qual foram instalados esses dispositivos, as tensões na rede ficam limitadas pela tensão residual dos SPDs somada às quedas de tensão nas indutâncias dos cabos de ligação dos SPDs. Embora não seja mostrada, a corrente nesse dispositivo atinge um pico de 0,212 kA no instante 0,108 μs, resultando em uma queda de tensão na indutância de aproximadamente 0,41 kV, que somada à tensão residual de 1 kV resulta em 1,41 kV de pico tanto para o caso de SPDs somente no transformador como para o caso em que os SPDs são também instalados nos finais da rede. As oscilações são devido às diversas reflexões. A Fig. 71b mostra que no consumidor as tensões também assumem valores da ordem da tensão residual dos pára-raios, porém percebem-se diversas oscilações causadas pelas reflexões no ramal

de 20 m de comprimento que elevam os valores das tensões a -1,36 kV para as duas situações consideradas.

Fig. 71: Tensões no ponto D0 com SPD's somente em D0 e em D0, E5 e D5.

a) tensão na rede

b) tensão no consumidor

Verifica-se que a instalação de SPDs na saída do transformador e nos finais da rede reduzem as sobretensões em todos os pontos, porém não garante que em pontos intermediários haja reduções significativas das sobretensões, como mostra a Fig. 72. No ponto D3 as tensões alcançam valores da ordem de 6,3 kV quando instalados SPDs somente na saída do transformador. Mesmo quando esses dispositivos são instalados nos finais da rede as tensões em pontos intermediários podem chegar a valores de 3,82 kV, como se verifica na Fig. 72a. Nota-se na Fig. 72b que quando os SPDs são também instalados nos finais da rede a tensão nos consumidores, no caso considerado, não ultrapassa 1,5 kV.

Fig. 72: Tensões no ponto D3 com SPD's somente em D0 e em D0, E5 e D5.

a) tensão na rede

b) tensão no consumidor

A Fig. 73 mostra que a instalação de SPDs somente no transformador não garante reduções significativas nos finais da rede. As Figs. 73a e 73b mostram que as amplitudes das tensões no final da rede são da ordem de 8 kV e 4 kV na rede e nos consumidores, respectivamente. Como não é possível através das Figs. 73a e 73b visualizar adequadamente as reduções das tensões no ponto D5 devido à atuação dos SPDs no final da rede, nas Figs. 73c e 73d essas tensões são mostradas separadamente, em outra escala. Nota-se que em ambos os casos ela é inferior à tensão residual dos SPDs, pois nessas condições eles estão atuando em uma região da curva $V \times I$ com correntes e tensões muito baixas, não atingindo valores superiores a 0,4 kV.

Fig. 73: Tensões fase-neutro com SPDs somente em D0 e em D0, E5 e D5.

a) tensão na rede no ponto D5

b) tensão no consumidor no ponto D5

c) tensão na rede no ponto D5 (em outra escala)

d) tensão no consumidor no ponto D5 (em outra escala)

4.2.2 Secundário na configuração multiplexada

Nesse tópico foram realizadas simulações computacionais com o objetivo de comparar as tensões transferidas com a rede secundária nas configurações convencional e multiplexada. Para isso foram simulados casos idênticos aos do item 4.2.1 com a substituição da rede convencional pela multiplexada. A Fig. 74 mostra as quotas e dimensões da rede secundária convencional e da multiplexada considerada.

Fig. 74: Dimensões das configurações convencional e multiplexada consideradas.

Os condutores da rede secundária multiplexada são de alumínio com raio de 4,721 mm. O condutor neutro é nu e os condutores fase são cobertos por uma camada isolante com permeabilidade relativa $\epsilon_r = 2,3$ e 1,8 mm de espessura. Utilizou-se a rotina “cable constants” do ATP para a obtenção dos parâmetros da rede (distribuídos e dependentes da frequência). Os condutores do primário são idênticos nos dois casos. Pela geometria do cabo multiplexado e pela nomenclatura adotada verificou-se que as tensões fase-neutro da fase C são ligeiramente superiores às das demais fases.

Para a definição dos pontos de cálculo das tensões foram realizadas simulações comparando os casos base de ambas as configurações. Os pontos D0, D3 e D5 foram escolhidos para o cálculo das tensões. A Fig. 75 mostra os resultados dessa comparação.

Fig. 75: Tensões fase-neutro nas redes convencional e multiplexada para o caso base.
a) ponto D0 b) ponto D3 c) ponto D5

Os resultados das Figs. 75a, 75b e 75c mostram que tanto para a rede convencional como para a multiplexada as tensões alcançam 12,5 kV e -8,74 kV, respectivamente, no ponto D0, apresentando amplitudes superiores às do ponto D3, com -5,92 kV (convencional) e -6,8 kV (multiplexada) e também às tensões no ponto D5, onde foram obtidos os valores de 6,76 kV (convencional) e 8,0 kV (multiplexada). Nota-se também que no ponto D0 a tensão da rede multiplexada é menor que na convencional, pois nesse ponto o neutro é aterrado, o que diminui a tensão neutro-terra e conseqüentemente reduz a tensão fase-terra pelo acoplamento entre condutores. Para a rede multiplexada o acoplamento entre os condutores é maior que na convencional e portanto a redução da tensão fase-terra na rede multiplexada é maior, sendo também maior a redução da tensão fase-neutro. Situação análoga ocorre no ponto D5, porém decorridos alguns instantes a tensão na rede multiplexada (8,0 kV) torna-se maior que na convencional (6,76 kV), devido às diferenças entre as

amplitudes das tensões refletidas. A Fig.75b mostra que a tensão na rede multiplexada (- 6,8 kV) é maior em módulo que na convencional (-5,92 kV), pois o ponto D3 está distante 60 m de um ponto de aterramento. Logo, o efeito do acoplamento entre os condutores primários e secundários predomina. Os condutores neutros de ambas as configurações estão na mesma altura e distância em relação aos condutores do primário e portanto as tensões neutro-terra são semelhantes em ambos os casos. Os condutores fase da rede multiplexada estão mais próximos dos condutores do primário e, por consequência, apresentam maior acoplamento, resultando em tensões fase-terra superiores às respectivas tensões da rede convencional. Portanto, as tensões fase-neutro da rede multiplexada são maiores que na rede convencional para pontos distantes dos aterramentos do condutor neutro.

Portanto, para a comparação das tensões entre as configurações do secundário, serão apresentados somente as tensões com as maiores amplitudes considerando os pontos D0, D3 e D5, pois, como já discutido, podem ocorrer situações em que as tensões no ponto D0 não sejam aquelas de maiores amplitudes.

Definidos os pontos de cálculo, realizaram-se simulações computacionais com a variação dos mesmos parâmetros da rede convencional. Dentre os resultados obtidos foram escolhidos alguns parâmetros para a comparação entre a rede multiplexada e convencional, dados a seguir:

- amplitude da corrente da descarga;
- tempo de frente da descarga de corrente;
- resistência de terra;
- representação das cargas;
- instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs).

4.2.2.1 Amplitude da corrente de descarga

O resultado da variação da amplitude da corrente de descarga é mostrado na Fig. 76. Para a corrente de 45 kA, os resultados correspondem ao caso base já mostrado na Fig. 75, porém, são mostrados novamente para facilitar as comparações. Verificou-se que o ponto D0 apresenta as maiores amplitudes da tensão e portanto só serão mostrados os resultados das tensões nesse ponto. As Figs. 76a, 76b e 76c mostram as tensões na rede secundária para as correntes de 90 kA, 45 kA e 10 kA, respectivamente. Verifica-se que para todos os casos considerados as tensões na rede multiplexada são menores que na rede convencional. A corrente $I = 90$ kA resultou em tensões de -11,1 kV para a rede convencional e -8,09 kV para a multiplexada. No caso de $I = 10$ kA os valores das tensões foram de -7,35 kV e 5,53 kV para rede convencional e multiplexada, respectivamente.

Fig. 76: Tensões fase-neutro com configurações de secundário convencional e multiplexada – amplitude da corrente.

a) $I = 90$ kA

b) $I = 45$ kA

c) $I = 10$ kA

O caso base apresentou tensões de 12,5 kV (convencional) e -8,74 kV (multiplexada). As amplitudes das tensões para as correntes de 90 kA e 45 kA não apresentaram diferenças maiores que 12%, devido às disrupções das isolações. Comparando as correntes de 45 kA e 10 kA, as diferenças atingem no máximo 42%. Nota-se também que quanto menor a amplitude da corrente, menores as diferenças das tensões entre a rede multiplexada e convencional. Observa-se também que em ambas configurações as formas de onda das tensões apresentam características semelhantes.

4.2.2.2 Tempo de frente

A Fig.77 compara as tensões resultantes nas redes multiplexada e convencional para tempos de frente da corrente da descarga de 1 μ s, 3 μ s e 10 μ s, permanecendo os demais parâmetros inalterados. Verifica-se que não existem diferenças significativas entre os comportamentos das tensões nas duas redes. Nota-se que as tensões na rede multiplexada apresentam valores de 11,6 kV, -8,74 kV e -5,98 kV contra 16,1 kV, 12,5 kV e -8,62 kV da rede convencional para tempos t_f de 1 μ s, 3 μ s e 10 μ s, respectivamente. A Fig.77c mostra que para a rede convencional ocorre um pico de tensão de aproximadamente 8 kV no instante de 11,3 μ s. Tal fato não é verificado na rede multiplexada pelo fato de não ocorrerem variações bruscas nos terminais do primário do transformador nesse mesmo instante.

Assim como no caso da rede convencional, as frequências das oscilações das tensões obtidas na rede multiplexada é determinada principalmente pelo comprimento da rede secundária.

Fig. 77: Tensões fase-neutro com configurações de secundário convencional e multiplexada – tempo de frente.

a) $t_f = 1 \mu s$

b) $t_f = 3 \mu s$

c) $t_f = 10 \mu s$

4.2.2.3 Resistência de terra

Como discutido anteriormente, verificou-se que em pontos em que o condutor neutro é aterrado a tensão fase-neutro na rede multiplexada é menor que na rede convencional. Foram então realizadas simulações para verificação da influência do valor da resistência de terra do condutor neutro (R_n). As Figs. 78 e 79 mostram as tensões calculadas nos pontos D0 e D5, respectivamente. As Figs. 78a, 78b e 78c mostram os resultados das comparações para resistências de terra do condutor neutro de 20Ω , 45Ω e 200Ω , respectivamente.

Fig. 78: Tensões fase-neutro no ponto D0 – resistência de terra do neutro.

a) $R_n = 20 \Omega$

b) $R_n = 45 \Omega$

c) $R_n = 200 \Omega$

As tensões na rede convencional apresentam valores de 10,6 kV, 12,5 kV e -11,9 kV para as resistências do condutor neutro de 20 Ω , 45 Ω e 200 Ω , respectivamente. Para a rede multiplexada as tensões alcançam 8,12 kV, -8,74 kV e -8,56 kV, respectivamente, para os mesmos valores de resistência.

As maiores amplitudes das tensões calculadas ocorreram no ponto D0 para os casos de $R_n = 20 \Omega$ e $R_n = 45 \Omega$, tanto na rede multiplexada como na convencional. Porém, para a rede multiplexada com $R_n = 200 \Omega$, a maior amplitude da tensão ocorreu no ponto D5. A Fig. 79 mostra as tensões calculadas no ponto D5 para o valor de $R_n = 200 \Omega$. Verifica-se que, no caso da rede multiplexada, valores elevados da resistência de terra do neutro fazem com que as amplitudes das tensões fase-

neutro sejam maiores no final da rede (11,7 kV) que no ponto D0 (8,12 kV), devido às diferenças entre os surtos refletidos nas duas situações.

Fig. 79: Tensões fase-neutro no ponto D5 – resistência de terra do neutro igual a 200Ω .

4.2.2.4 Representação das cargas dos consumidores

Nas análises da representação das cargas dos consumidores para a rede convencional consideraram-se valores puramente resistivos, indutivos e capacitivos. Para a rede multiplexada foram realizadas as mesmas simulações.

Verificou-se para as cargas resistivas que no ponto D0 as tensões apresentam mesmo comportamento que na rede convencional, porém com amplitudes ligeiramente inferiores. Esses resultados não são mostrados. A Fig. 80a mostra que o pico da tensão é de -12,8 kV para a rede convencional e -9,42 kV para a multiplexada com a representação da carga de $2 \mu\text{H}$. A Fig. 80b apresenta novamente o caso base para facilitar as comparações. Para a carga de $20 \mu\text{H}$ as tensões alcançam -10,0 kV e -7,08 kV de pico para as redes convencional e multiplexada, respectivamente. Verifica-se que as tensões na rede multiplexada são inferiores às da rede convencional, sendo que as maiores amplitudes ocorrem no ponto D0, inclusive para a carga de $20 \mu\text{H}$. No caso da rede convencional com carga de $20 \mu\text{H}$, a maior amplitude de tensão foi obtida no ponto D5.

Fig. 80: Tensões fase-neutro no ponto D0 – representação da carga.

a) Carga = $2\mu\text{H}$ b) Carga = $3,5\mu\text{H}$ c) Carga = $20\mu\text{H}$

As tensões calculadas para as cargas de 2 nF, 4 nF e 20 nF são mostradas na Fig.81. Nos casos das redes convencional e multiplexada, as tensões assumem valores de pico de - 10,7 kV e -7,91 kV, respectivamente, para a carga de 2 nF, conforme mostra a Fig.81a. Os valores de pico das tensões na rede convencional são -10,8 kV e -13,8 kV para as cargas de 4 nF e 20 nF, respectivamente. Para a rede multiplexada as tensões assumem valores de -10,4 kV e 11,4 kV, respectivamente, para as mesmas cargas (Figs.80b e 80c).

Fig. 81: Tensões fase-neutro no ponto D0 – representação da carga.

a) Carga = 2nF

b) Carga = 4 nF

c) Carga = 20 nF

Com relação à representação das cargas, verificou-se que as diferenças entre as tensões calculadas para as redes convencional e multiplexada são menores para cargas capacitivas, principalmente em relação à forma de onda. Nota-se que nos instantes iniciais a frequência de oscilação para as cargas adotadas é de aproximadamente 1,5kHz, que resulta em impedâncias da ordem de 5 k Ω , 26 k Ω e 50 k Ω para as cargas de 2 nF, 4 nF e 20 nF, respectivamente. Para as cargas de 2 μ H, 3,5 μ H e 20 μ H os valores das impedâncias nessa frequência são relativamente baixos em comparação às cargas capacitivas, não ultrapassando 1 Ω .

4.2.2.5 Instalação de dispositivos de proteção contra surtos (SPDs)

A instalação de dispositivos de proteção contra surtos nas redes secundária convencional e multiplexada foi avaliada utilizando SPDs com as características mostradas na Fig.69. Assim, como realizado na rede convencional, primeiramente foram simulados casos com SPDs somente na saída do transformador e, posteriormente, esses dispositivos foram adicionados nos finais da rede. Os pontos D0, D3 e D5 foram escolhidos para o cálculo das tensões. A Fig. 82 mostra as tensões no ponto D0 com SPDs somente no transformador. As Figs. 82a e 82b mostram as tensões na rede e no consumidor, respectivamente. Os valores das tensões alcançam -1,41 kV e -1,36 kV na rede e no consumidor, respectivamente, para a rede convencional. Na multiplexada as tensões atingem -1,30 kV na rede e -1,87 kV no consumidor.

Fig. 82: Tensões fase-neutro no ponto D0 com SPDs somente no secundário do transformador.

a) na rede

b) no consumidor

Verifica-se que devido à atuação dos SPDs não existe diferença significativa entre as tensões na rede com as configurações convencional e multiplexada. Porém, nos consumidores a tensão alcança valores de pico de 1,87 kV para a rede multiplexada e 1,30 kV no caso da convencional. A Fig.83 mostra os resultados das simulações no ponto D3 com SPDs instalados somente no secundário do transformador.

Fig. 83: Tensões fase-neutro no ponto D3 com SPDs somente no secundário do transformador.

a) na rede

b) no consumidor

Nota-se que na rede multiplexada os valores de pico das tensões são de 5,81 kV na rede (Fig.83a) e -1,84 kV na carga (Fig.83b). Esses valores são menores (em módulo) que as suas respectivas tensões na rede convencional, onde se observa -6,34 kV e 2,47 kV, respectivamente. Salienta-se que, mesmo com essas reduções, os valores das tensões ainda são elevados, podendo provocar danos aos consumidores.

As Figs.84a e 84b apresentam as tensões fase-neutro no ponto D5 na rede e no consumidor, respectivamente, com a instalação de SPDs somente no secundário do transformador. Verificam-se novamente reduções nas amplitudes das tensões. No caso da rede multiplexada, as tensões no ponto D5 diminuíram de 9,23 kV para 4,77 kV na rede e de 3,56 kV para -1,78 kV no consumidor.

Fig. 84: Tensões fase-neutro no ponto D5 com SPDs somente no secundário do transformador.

a) na rede

b) no consumidor

A seguir são mostrados os resultados das simulações com adição de SPDs nos finais da rede secundária. As Figs.85a e 85b mostram as tensões calculadas no ponto D0 na rede e no consumidor, respectivamente, com a adição de SPDs nos finais da linha secundária.

Fig. 85: Tensões fase-neutro com SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha – ponto D0.

a) na rede

b) no consumidor

Nota-se que esses resultados não diferem muito do caso de SPDs somente no secundário do transformador devido a essas tensões estarem limitadas pela tensão residual dos SPDs. Os valores de pico das tensões são idênticos ao caso da instalação de SPDs somente na saída do transformador, tanto para rede convencional como para a multiplexada. Nos consumidores essas diferenças também são pequenas, porém com amplitudes ligeiramente maiores, conforme mostra a Fig. 85b. As tensões em pontos intermediários da rede e nos consumidores são mostradas nas Figs. 86a e 86b, respectivamente. Observa-se que as tensões na rede multiplexada apresentam amplitudes maiores que na convencional, tanto na rede como no consumidor, devido ao acoplamento entre os condutores secundários e primários. Nos consumidores as tensões fase-neutro alcançam valores de 1,49 kV e 1,74 kV para a rede convencional e multiplexada, respectivamente. Na rede os valores atingem - 3,82 kV (convencional) e - 4,66 kV (multiplexada). Esses valores podem provocar danos aos consumidores.

Fig. 86: Tensões fase-neutro com SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha – ponto D3.

a) na rede

b) no consumidor

As Figs. 87a e 87b mostram as tensões no ponto D5 na rede e no consumidor, respectivamente, considerando a instalação de SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha. Mais uma vez, nota-se que devido ao acoplamento entre os condutores do primário e secundário, as tensões fase-neutro na rede multiplexada são maiores que na convencional, tanto na rede como no consumidor. Porém, nesse caso, ambos os valores estão abaixo da tensão residual dos SPDs (região da curva $V \times I$ com baixos valores) estando a rede e os consumidores protegidos contra sobretensões, pois em nenhum dos casos as tensões ultrapassam 0,4 kV.

Fig. 87: Tensões fase-neutro com SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha – ponto D3.

a) na rede

b) no consumidor

Verificou-se que, tanto para rede convencional como para a multiplexada, a instalação de SPDs somente no secundário do transformador não garante níveis seguros de tensão ao longo de toda a rede. Porém, existe uma diminuição significativa da tensão nos consumidores ao longo da rede, não ultrapassando o valor de 2 kV nas situações analisadas. Mesmo com a adição de SPDs nos finais da linha, não é possível garantir valores seguros de tensão em todos os pontos intermediários da rede secundária.

4.3 Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada

A Tabela 5 apresenta os valores de pico (em módulo) das tensões calculadas no ponto D0, bem como a diferença entre os valores na rede convencional e multiplexada $[(V_{\text{convencional}} - V_{\text{multiplexada}}) / V_{\text{convencional}}]$, em porcentagem.

Tabela 5: Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada (ponto D0).

Caso	Convencional (kV)	Multiplexada (kV)	Diferença (%)
Base	12,5	8,7	30,0
I = 10kA	11,1	8,1	27,1
I = 9kA	7,3	5,2	28,8
$t_f = 1 \mu s$	15,8	11,6	26,6
$t_f = 10 \mu s$	8,6	5,9	31,3
$R_n = 20 \Omega$	10,6	8,1	23,4
$R_n = 200 \Omega$	11,9	8,6	28,1
Carga L = 2 μH	12,8	9,4	26,4
Carga L = 20 μH	10,0	7,1	29,2
Carga C = 2 nF	10,7	7,9	26,1
Carga C = 4 nF	10,8	10,4	3,7
Carga C = 20 nF	13,8	11,4	17,4

Nota-se que no ponto D0 a rede multiplexada apresenta tensões com amplitudes reduzidas de até 31,3% em relação à rede convencional. As menores reduções ocorrem para os casos da representação da carga capacitiva (3,7%), pois se trata de uma carga com alta impedância para frequência de aproximadamente 1,5kHz. Em todos os casos analisados, a rede multiplexada apresentou tensões inferiores às da rede convencional.

A Tabela 6 apresenta os valores de pico das tensões (em módulo) nos pontos D0, D3 e D5 com a instalação de SPDs no secundário do transformador. A Tabela 7 mostra os mesmos resultados com a adição de SPDs nos finais da rede .

Tabela 6: Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada com a instalação de SPDs somente no secundário do transformador.

Ponto	Convencional (kV)	Multiplexada (kV)	Diferença (%)
D0	1,4	1,3	7,8
D3	6,3	5,8	8,4
D5	9,2	4,8	48,3

Verifica-se que as tensões na rede multiplexada atingem valores menores de tensão, com redução de até 48,3% no ponto D5. Entretanto os valores ainda são elevados em alguns casos, podendo provocar danos.

Tabela 7: Comparação entre os resultados das redes convencional e multiplexada com a instalação de SPDs no secundário do transformador e nos finais da linha.

Ponto	Convencional (kV)	Multiplexada (kV)	Diferença (%)
D0	1,4	1,3	7,8
D3	3,8	4,7	22,0
D5	0,2	0,34	47,4

Os resultados apresentados na Tabela 7 mostram que, com a adição de SPDs nos finais da rede, as tensões fase-neutro nos pontos D5 e D3 da rede multiplexada alcançam amplitudes maiores do que na rede convencional, devido à transferência de

corrente ao condutor neutro através da atuação dos SPDs. Porém, no ponto D5 a tensão não atinge valores altos o bastante para provocar danos aos consumidores (nos casos analisados). É importante ressaltar que as tensões fase-neutro na rede multiplexada são maiores que na convencional em pontos afastados dos aterramentos do neutro devido ao maior acoplamento entre condutores do primário e secundário, conforme visto na Fig.75b, na qual não foram instalados SPDs em nenhum ponto da rede.

4.4 Tensões induzidas por descargas indiretas

As descargas indiretas são aquelas que ocorrem nas proximidades da rede. As tensões induzidas por descargas indiretas ocorrem com mais frequência do que as tensões oriundas de descargas diretas na rede primária, embora tenham geralmente menores amplitudes. Poucos trabalhos [6, 37, 44-48] abordam as sobretensões ocasionadas por descargas indiretas em redes de baixa tensão, em parte devido à complexidade do tema. Neste item são avaliadas, para algumas situações, as tensões transferidas à rede secundária via transformador devido a tensões induzidas por descargas próximas à rede primária. A Fig.88 mostra a configuração utilizada nas simulações para avaliar as tensões transferidas ao secundário.

Fig. 88: Configuração utilizada nas simulações para cálculo das tensões transferidas.

A configuração utilizada nessas simulações não difere muito das outras configurações. A única diferença refere-se à rede primária, que nessa simulação foi excluída para não ocorrer o acoplamento entre os condutores do primário e secundário, pois o objetivo dessas simulações é avaliar somente os surtos transferidos pelo transformador. Portanto, o circuito da simulação fica reduzido às

dimensões da rede secundária que pode assumir configuração convencional ou multiplexada. A característica dos pára-raios é a mesma dos itens anteriores e foi mostrada na Fig.42. O efeito disruptivo (DE) das isolações também foi considerado idêntico aos casos anteriores.

Em estudos apresentados pelo GATDA/USP [13, 42, 43] verificou-se que as tensões induzidas podem assumir diferentes amplitudes e formas de onda, dependendo da combinação de vários parâmetros como por exemplo a amplitude e a forma de onda da corrente de descarga, distância entre o ponto de descarga e a rede, etc. Nas simulações realizadas, tensões induzidas típicas [42, 43] foram injetadas entre os terminais do primário do transformador e o terra, através do programa ATP, como mostrado na Fig.88. Os pontos D0, D3 e D5 foram escolhidos para o cálculo das tensões nas redes secundárias convencional e multiplexada. Verificou-se que as maiores amplitudes das tensões ocorreram na fase C devido à geometria adotada nas simulações e portanto só serão mostradas as tensões dessa fase. A taxa de variação da tensão no tempo (dV/dt) foi definida como sendo a diferença entre 90% e 30% do valor de crista da tensão dividida pela diferença de tempo dos respectivos valores de tensão e será usado como um dos parâmetros para análise das tensões transferidas.

A Fig.89 apresenta o primeiro surto de tensão injetado nos terminais do transformador, que será chamado de “surto 1”. A Fig.89a mostra a tensão fase-terra injetada nos terminais do primário do transformador. A Fig.89b apresenta a tensão calculada entre os terminais fase-neutro do primário, que é a tensão a ser transferida para o secundário. Verifica-se que a atuação dos pára-raios limita a tensão em 31,1 kV.

Fig. 89: Tensões no primário do transformador – “Surto 1”.

a) surto de tensão induzido entre fase-terra

b) tensão calculada entre fase-neutro

As tensões no secundário são decorrentes de duas parcelas. A primeira, devido à atuação dos pára-raios, que provoca o aumento do potencial neutro-terra, e a segunda, decorrente das tensões transferidas “diretamente” pelo transformador. A resposta ao “surto 1” é apresentada na Fig.90. No ponto D0 verificam-se tensões fase-neutro de 3,95kV e 2,29 kV para as redes convencional e multiplexada, respectivamente, conforme mostra a Fig.90a. Esses valores decorrem da atuação dos pára-raios. A tensão na rede convencional é maior do que na multiplexada devido ao condutor neutro estar aterrado nesse ponto, com efeitos semelhantes aos discutidos no item 4.2.2. No ponto D0 a parcela da tensão transferida pela atuação dos pára-raios tem maior influência que a transferida “diretamente” pelo transformador. Embora não apresentado, ocorre disrupção da isolação do condutor neutro para o poste no ponto D1 nos instantes 11,56 μ s e 12 μ s para as redes convencional e multiplexada, respectivamente. Adotou-se como resistência de terra dos postes que não possuem neutro aterrado o dobro do valor da resistência de terra com neutro aterrado, conforme mostrado na Fig. 55. Na Fig.90b observam-se as tensões no ponto D3 para as redes convencional e multiplexada com picos de tensão de 0,59 kV e 0,42 kV, respectivamente. Esses valores ocorrem em decorrência da disrupção da isolação no ponto D1 e as oscilações das tensões são decorrentes das diversas reflexões que ocorrem ao longo da rede. O mesmo efeito é percebido no ponto D5, onde as tensões atingem picos de 1,03 kV e 0,34 kV nas redes convencional e

multiplexada, respectivamente. Nota-se que tanto no ponto D3 como no D5 as tensões na rede convencional assumem valores maiores que na multiplexada devido ao maior acoplamento entre os condutores da rede multiplexada. Verifica-se também que no ponto D5 a tensão na rede convencional é maior que no ponto D3, ocorrendo o inverso para a multiplexada. Isso ocorre pelo fato do ponto D5 ser o final da rede e, também, pelo neutro ser aterrado nesse ponto, provocando a diminuição da tensão neutro-terra e conseqüentemente uma redução da tensão fase-terra. Como visto no item 4.2.2, na rede multiplexada a redução da tensão fase-terra é maior que na rede convencional ocasionando maiores reduções nas tensões fase-neutro da rede multiplexada que na convencional. No ponto D3 o condutor neutro não é aterrado, e portanto o efeito da redução da tensão neutro-terra é reduzido, minimizando as diferenças entre as amplitudes das tensões fase-neutro de ambas as configurações de secundário.

Fig. 90: Tensões fase-neutro – resposta ao “surto 1”.

a) tensão no ponto D0

b) tensão no ponto D3

c) tensão no ponto D5

A Fig.91 mostra o “surto 2” de tensão induzida injetada no circuito, com $dV/dt = 0,91 \text{ kV}/\mu\text{s}$. Nesse caso, devido a menor amplitude da tensão, não ocorre atuação dos pára-raios e portanto toda a tensão na rede secundária é resultante da parcela transferida pelo transformador. Nota-se que no intervalo entre $6,68 \mu\text{s}$ e $7,3 \mu\text{s}$ ocorre uma variação brusca da tensão e que o pico da tensão de 14 kV ocorre no instante $13,4 \mu\text{s}$.

Fig. 91: Surto de tensão induzido injetado no primário do transformador – “Surto 2”.

A resposta ao “surto 2” é apresentada na Fig. 92. Pela análise dos resultados foi verificado que não ocorrem disrupções das isolações. No ponto D0 foi verificado que a tensão para a rede multiplexada é ligeiramente inferior à da convencional ($0,17 \text{ kV}$ contra $0,22 \text{ kV}$), conforme pode ser observado na Fig. 92a. Nota-se que o valor de crista da tensão no ponto D0 ocorre no intervalo de tempo de $6,68 \mu\text{s}$ a $7,3 \mu\text{s}$. Nesse intervalo a taxa da variação da tensão é de $2,11 \text{ kV}/\mu\text{s}$ que é maior que taxa de variação da tensão injetada no primário ($0,91 \text{ kV}/\mu\text{s}$), ou seja, quanto maior a taxa de variação da tensão, maior é o valor da tensão transferida. As Figs. 92b e 92c mostram os resultados da simulação nos pontos D3 e D5, respectivamente, e verifica-se que as tensões na rede multiplexada são maiores que na convencional, com valores de $0,91 \text{ kV}$ (multiplexada) e $0,58 \text{ kV}$ (convencional) no ponto D3 e $0,12 \text{ kV}$ (multiplexada) e $0,1 \text{ kV}$ (convencional) no ponto D5. A explicação para esses resultados está relacionada às tensões refletidas nos finais da linha, que apresentam amplitudes maiores na rede multiplexada que na convencional devido às diferenças entre as impedâncias das duas configurações de secundário adotadas.

Fig. 92: Tensões fase-neutro – resposta ao “surto 2”.

a) tensão no ponto D0 b) tensão no ponto D3 c) tensão no ponto D5

A Fig.93 mostra o “surto 3” aplicado nos terminais do primário do transformador. A Fig. 93a mostra o surto injetado entre os terminais fase-terra do primário e a Fig.93b mostra que os pára-raios atuam limitando a tensão em 30 kV entre fase e neutro nos terminais do primário. Esse surto apresenta a maior taxa de variação da tensão ($dV/dt = 32\text{kV}/\mu\text{s}$) dentre os três surtos adotados nas simulações e, portanto, de acordo com o resultado anterior, espera-se que a resposta do transformador nesse caso apresente valores elevados.

Fig. 93: Tensões no primário do transformador – “Surto 3”.

a) surto de tensão induzido entre fase-terra

b) tensão calculada entre fase-neutro

A Fig.94 confirma a previsão de se obter as maiores tensões transferidas devido à elevada taxa de variação da tensão. A atuação dos pára-raios ocorreu durante um curto período e portanto não elevou significativamente a tensão neutro-terra. Mostra-se na Fig. 94a que a tensão na rede multiplexada (-2,19 kV) é menor (em módulo) que na convencional (-2,93 kV) devido ao aterramento do neutro no ponto D0, que provoca redução das tensões neutro-terra e pelo maior acoplamento entre as fases e o neutro na rede multiplexada. No ponto D3 a amplitude da tensão alcançou -1,63 kV na rede multiplexada e -1,01 kV na convencional. No ponto D5 a tensão na rede multiplexada (2,72 kV) é maior que na convencional (1,71 kV). Esse comportamento é o mesmo verificado no caso do “surto 2”.

Fig. 94: Tensões fase-neutro – resposta ao “surto 3”.

a) tensão no ponto D0 b) tensão no ponto D3 c) tensão no ponto D5

À relação entre os valores de pico das tensões no secundário e no primário (V_2/V_1) denominou-se relação de transferência. A Tabela 8 apresenta os resultados dessa relação para os três casos analisados, considerando o ponto D0.

Tabela 8: Relação de transferência (V_2/V_1) no ponto D0.

Surto	dv/dt (kV/ μ s)	Rede Convencional (%)	Rede Multiplexada (%)
1	7,3	13,2	7,6
2	0,9	1,6	1,2
3	32,0	9,8	7,3

No caso do surto 1, grande parte da tensão no secundário foi em consequência da atuação dos pára-raios. Nesse caso, devido aos valores alcançados no secundário, ocorreram disrupções no condutor neutro a 30 m do transformador, tanto à direita como à esquerda. Os casos dos surtos 2 e 3 (sem atuação dos pára-raios) mostram que surtos com maiores taxas de variação no tempo (no primário) provocam maiores transferências de tensão para o secundário, independentemente da configuração do secundário. Nesses casos, em pontos intermediários e nos finais da rede, a tensão na rede multiplexada é maior que na convencional devido às diferenças entre as amplitudes das tensões refletidas nos finais das duas redes. Verificou-se que no ponto D0 as tensões na rede multiplexada apresentam valores menores de tensões que na convencional. Em certos casos verificou-se que as tensões no secundário podem alcançar valores de -2,93 kV (rede convencional) e -2,19 kV (rede multiplexada), mesmo sem a atuação dos pára-raios, os quais podem provocar danos aos consumidores. Salienta-se a importância de representar adequadamente o transformador, em especial nos casos da não atuação dos pára-raios, ou quando estes atuam por um curto período de tempo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

As sobretensões transferidas à rede secundária foram estudadas através de análises de suas amplitudes e formas de onda em diversas situações, sendo utilizado o programa computacional ATP. Nas simulações foram considerados simultaneamente a ocorrência de disrupções nas isolações e um modelo de transformador com validade comprovada para análise de surtos transferidos. Inicialmente foram analisados os surtos provenientes de descargas diretas no primário e posteriormente as simulações consideraram a ocorrência de próximas à rede.

Dos resultados apresentados no trabalho concluiu-se que, devido às disrupções das isolações, nem sempre a corrente de maior amplitude causa a maior transferência de tensão ao secundário. Na maioria dos casos, os pontos da rede que atingem as maiores amplitudes de tensão fase-neutro correspondem ao secundário do transformador e à fase menos acoplada com o condutor neutro. A frequência das oscilações das tensões do secundário é fortemente influenciada pelo comprimento da rede secundária, sendo que o tempo de frente (t_f) da corrente da descarga apresenta menor influência. A resistência de terra do condutor neutro (R_n) tem maior influência nas tensões fase-neutro do que a resistência do consumidor (R_c). Em relação ao número de consumidores na rede, verificou-se que com o aumento do número de consumidores, maiores são as reduções nas amplitudes das tensões. As alturas dos condutores secundários não afetam significativamente os valores das tensões fase-neutro para o caso de descargas diretas na rede primária.

Face à complexidade da modelagem, a representação das cargas dos consumidores foi simplificada, sendo considerados parâmetros puramente resistivos, indutivos ou capacitivos. As cargas são ligadas à linha através de ramais de 20 m de comprimento e portanto ocorrem reflexões nos pontos de ligação dos ramais com a linha e também nos finais dos ramais (onde as cargas são instaladas). No caso de aumento da impedância das cargas, essas reflexões ocasionaram, nas situações analisadas, a

diminuição da tensão fase-neutro nos terminais do transformador. Nos finais da linha e em pontos intermediários as amplitudes das tensões podem tanto aumentar como diminuir com o aumento da impedância das cargas, dependendo das tensões refletidas nos diversos pontos de descontinuidade da rede.

Confirmando os resultados obtidos em outros estudos, concluiu-se que as tensões fase-neutro no secundário do transformador na rede multiplexada apresentam valores inferiores às respectivas tensões na rede convencional, com reduções na faixa de 3,7% a 33,3% nos terminais secundários do transformador, onde o neutro está aterrado. Essa redução é atribuída, principalmente, ao acoplamento maior entre os condutores fase e neutro da rede multiplexada em comparação aos da rede convencional. Nos finais da rede multiplexada, quando as resistências de terra do condutor neutro são elevadas ($R_n \geq 200 \Omega$), as tensões calculadas são geralmente maiores que na rede convencional devido às reflexões, que nessas condições, resultam em valores elevados das tensões neutro-terra. Em pontos intermediários, a tensão para a rede multiplexada alcança valores maiores que na convencional devido ao maior acoplamento entre os condutores do primário e secundário, conforme visto na Fig. 75b. Contudo, os pontos de maior solicitação continuam sendo os terminais do secundário do transformador.

Os finais da rede são os pontos mais solicitados quando os SPDs (dispositivos de proteção contra surtos) são instalados somente no secundário do transformador. A instalação de SPDs garante níveis baixos de tensão somente nos pontos nos quais os mesmos são instalados. Embora haja reduções nas tensões fase-neutro ao longo da rede com a instalação de SPDs no transformador e nos finais da linha, tal fato não assegura níveis baixos de tensão em pontos intermediários.

No caso de tensões transferidas devido a surtos de tensões induzidas, foram consideradas tensões que atingem os terminais do primário do transformador. A rede primária foi excluída para evitar que o acoplamento entre os condutores primários e secundários interferisse nos resultados da transferência das tensões ao secundário. Verificou-se que a maior amplitude de tensão na rede secundária ocorre quando os

pára-raios atuam, ou seja, as parcelas das tensões transferidas pelos pára-raios são maiores que as parcelas decorrentes da “transferência direta” pelo transformador. Essas tensões, da ordem de 4 kV, podem provocar danos aos consumidores. Porém, quando a amplitude do surto não é suficientemente elevada para provocar a atuação dos pára-raios, praticamente toda a tensão transferida à rede secundária é proveniente da transferência via transformador. Para esses casos, verificou-se apresentado que as maiores transferências de tensão para o secundário ocorrem para surtos com elevada taxa de variação da tensão no tempo (dV/dt). Para $dV/dt = 32 \text{ kV}/\mu\text{s}$, as tensões alcançaram valores de -2,93 kV, suficientes para provocar eventualmente a queima de equipamentos nos consumidores. Logo, a representação adequada do transformador tem grande importância para estudos de transferência de surtos, pois mesmo que haja atuação dos pára-raios a parcela transferida “diretamente” pode atingir valores elevados.

Em suma, através das análises das simulações concluiu-se que:

- o fenômeno das disrupções das isolações afeta significativamente os valores das tensões e deve ser levado em consideração na análise dos surtos transferidos à rede secundária;
- as tensões na rede multiplexada são inferiores às da rede convencional nos terminais secundários do transformador e nos demais pontos da linha pode ocorrer o contrário;
- a instalação de SPDs garante níveis baixos de tensão somente nos pontos nos quais foram instalados;
- os valores das tensões decorrentes de descargas indiretas, mesmo que inferiores às descargas diretas, podem provocar danos aos consumidores;
- é importante modelar adequadamente o transformador para avaliação dos surtos transferidos à rede secundária.

Como trabalhos futuros, sugere-se um estudo para aprimoramento do modelo de transformador considerando-se surtos de tensão com características distintas incidindo nos terminais do primário do transformador, uma modelagem das cargas

dos consumidores para estudos de surtos, e finalmente, uma extensão do modelo das descargas disruptivas nas isolações considerando tensões com forma de onda bipolar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] JUCÁ, A. S. **Avaliação do relacionamento entre consumidores e concessionárias na solução de conflitos por danos elétricos: proposta de adequação.** 2003. 178p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2003.
- [2] PIANTINI, A.; BASSI, W.; JANISZEWSKI, J.M.; MATSUO, N.M. **Sobretensões na rede secundária, ocasionadas por descargas atmosféricas.** São Paulo: IEE/USP, Fevereiro, 1998. CED 294/STRA002/RL 002/OR, fev.1998.
- [3] PIANTINI, A.; BASSI, W.; JANISZEWSKI, J. M; MATSUO, N.M. A simple transformer model for analysis of transferred lightning surges from MV to LV lines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 15., Nice, 1999. **CIREN’NICE 99. Technical Papers.** Liege: AIM, 1999 p. sec.2.18/ 1-6.
- [4] PIANTINI, A.; BASSI, W.; MATSUO, N. M.; JANISZEWSKI, J.M.; NOSAKI, S. Solicitações elétricas em dispositivos de proteção contra surtos em redes de baixa tensão. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA., 1., Brasília, 2001. **Trabalhos Técnicos. CITENEL.** Brasília: ANEEL, 2001. p.64-67.
- [5] PIANTINI, A.; BASSI, W.; MATSUO, N. M.; JANISZEWSKI, J.M.; NOSAKI, S. Sobretensões e sobrecorrentes em redes de baixa tensão com cabo multiplexado causadas por descargas atmosféricas. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA., 1., Brasília, 2001. **Trabalhos Técnicos. CITENEL.** Brasília: ANEEL, 2001. p.68-71.
- [6] SILVA NETO, A. **Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão.** 2004. 140p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004.
- [7] BASSI, W.; MATSUO, N. M.; PIANTINI, A. Corrents and charges absorbed by low-voltage SPDs in overhead distribution systems due to lightning. In INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON HIGH-VOLTAGE ENGINEERING, 11., London, 1999. **Proceedings. ISH.** London, 1999. p 2.349-2.352
- [8] BASSI, W.; JANISZEWSKI, J. M.; PIANTINI, A., MATSUO, N. M. Surges in low-voltage networks due to direct lightning strikes in MV lines. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 5., São Paulo, 1999. **Proceedings. V SIPDA.** São Paulo: IEE-USP, 1999. p 206-210.

- [9] BASSI, W. **Estudo de surtos em redes secundárias de distribuição devido a descargas atmosféricas diretas na rede primária**. 1999. 135p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1999.
- [10] CONTI, A.R.DE **Proteção de redes elétricas de baixa tensão contra descargas atmosféricas: transferência de surtos através de transformadores de distribuição**. 2001. 163p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG , Minas Gerais, 2001.
- [11] ATP: Alternative transients program rule book. Leuven EMTP Center, 1987.
- [12] PIANTINI, A. **Contribuição ao estudo das tensões induzidas em linhas de distribuição por descargas atmosféricas indiretas**. 1991. 205p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1991.
- [13] PIANTINI, A., JANISZEWSKI, J. M. Induced voltages on distribution lines due to lightning discharges on nearby metallic structures. **IEEE Transactions on Magnetism**, v.34, n.5, p.2799 - 2802, Sep.1998.
- [14] PIANTINI, A., JANISZEWSKI, J. M. The Extended Rusck Model for calculating induced voltages on overhead lines. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 7., Curitiba, 2003. **Proceedings. VII SIPDA**. São Paulo: IEE/USP, 2003. p 151-155.
- [15] KANASHIRO, A.G. **Modelagem de transformadores de distribuição para altas frequências**. 2001. 174p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2001.
- [16] KANASHIRO, A. G.; PIANTINI, A.; BURANI, G. F. A methodology for transformer modelling concerning high frequency surges. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 6., Santos, 2001. **Proceedings. VI SIPDA**. Santos: IEE/USP, 2001. p 275-280.
- [17] PIANTINI, A.; KANASHIRO, A.G.; CARNEIRO, J.C. Surtos transferidos à rede de baixa tensão via transformador-influência da carga conectada ao secundário. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15., Salvador, 2002.**SENDI 2002**. 1 CD-ROM.
- [18] PIANTINI, A.; A.G. KANASHIRO; A distribution transformer model for calculating transferred voltages. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 26., Cracow, 2002. **Proceedings. ICLP 2002**. Cracow: Association of Polish Electrical Engineers, 2002. p. 429-434.

- [19] DARVENIZA, M.; VLASTOS, A.E. The generalized integration method for predicting impulses volt-time characteristics for non-standard wave shapes – a theoretical basis. **IEEE Transactions on Electrical Insulation**, v.23, n.3, p.373-381, Jun. 1988.
- [20] PIANTINI, A; BASSI, W.; MATSUO, N.M. **Análise do desempenho de redes de distribuição de baixa tensão com cabo multiplex face a descargas atmosféricas**. São Paulo: IEE/USP, Maio, 2001. (Relatório Final-Projeto STCMX).
- [21] CHIMKLAI, S.; MARTI, J.R. Simplified three-phase transformer model for electromagnetic transient studies. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.10, n.3, p.1316-1325, Jul.1995.
- [22] UEDA, T.; NEO, S.; SUGIMOTO, T.; FUNABASHI, T.; TAKEUCHI, N. An improved transformer model for transfer voltage study; In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS., Lisbon, 1995. **Proceedings. IPST'95**. Lisbon: Technical University of Lisbon, 1995. p.107-112.
- [23] LEON, F. DE; SEMLYEN, A. Complete transformer model for electromagnetic transients. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.9, n.1, p.231-237, Jan.1994.
- [24] PIANTINI, A. **Tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas em linhas aéreas, rurais e urbanas, considerando diferentes métodos de proteção – modelagens teórica e experimental e aplicação ao cálculo de interrupções**. 1997. 316p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1997.
- [25] MANYAHI, M.J.; THOTTAPPILLIL, R. Transfer of lightning transients through distribution transformer circuit. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 26., Cracow, 2002. **Proceedings. ICLP 2002**. Cracow: Association of Polish Electrical Engineers, 2002 p. 435-440.
- [26] AGUADO, M.; HERMOSO, B.; SENOSIAN, V.; Martinez Cid; P. A simplified distribution transformer model for calculating transferred surges. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 26., Cracow, 2002. **Proceedings. ICLP 2002**. Cracow: Association of Polish Electrical Engineers, 2002. p. 419-422.
- [27] GUIDELINES for representation of network elements when calculating transients. Working Group 33.02 (internal overvoltages). Paris: Cigre 1990.
- [28] ZELLER, P.; RICHTER, B. Protection of medium voltage transformers against overvoltages-calculation of transferred voltages. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 26., Cracow, 2002. **Proceedings. ICLP 2002**. Cracow: Association of Polish Electrical Engineers, 2002. p.531-536.

- [29] KELLY, R.A; VAN COLLER, J.M; BRITTEN, A.C. Response of Eskom's MV/LV distribution networks to lightning transients. In: CONFERENCE IN AFRICA-Electrical Energy Technology, Communication Systems, Human Resources, 4., Stellenbosch, 1996. **Proceedings. AFRICON '96**. New Jersey: IEEE, 1996. p.693 – 698
- [30] SOMOGYI, A; VIZI, L.; BÁN, G. Investigation of transformers overvoltage protection by computer simulation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS., Lisbon, 1995. **Proceedings. IPST'95**. Lisbon: Technical University of Lisbon, 1995. p.311-316.
- [31] VAESSEN, P.T.M. Transformer model for high frequencies, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.3, n.4, p.1761-1768, Jun. 1988.
- [32] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C 62.45**: IEEE Guide on surge testing for equipment connected to low-voltage AC power circuits. 1992.
- [33] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 664 – 1**: Insulation coordination for equipment within low – voltage systems. Geneva, 1992.
- [34] CONTI, A. R.DE; VISACRO FILHO, S.; PEREIRA, C.; SILVEIRA, F.H.; DUARTE, J.V.P. Effects of transferred lightning surges on consumer loads for typical Brazilian low voltage networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 26., Cracow, 2002. **Proceedings. ICLP 2002**. Cracow: Association of Polish Electrical Engineers, 2002. p. 424-428.
- [35] BORGHETTI, A.; IORIO, R.; NUCCI, C.A.; PELACHHI, P. Calculation of voltages induced by nearby lightning on overhead lines terminated on distribution transformers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS., Lisbon, 1995. **Proceedings. IPST'95**. Lisbon: Technical University of Lisbon, 1995. p.311-316.
- [36] NUCCI, C. A.; MAZZETTI, F. IANOZ, M. On lightning return stroke models for LEMP calculations. In: International Conference on Lightning Protection, 19., Graz, 1988. **Proceedings. ICLP 1988**. p. 463-470.
- [37] HOIDALEN, H. K. Lightning-induced voltages in low-voltage systems and its dependency on overhead line terminations. In: International Conference on Lightning Protection, 24., Birmingham, 1998. **Proceedings. ICLP 1998**. Stafford: Staffordshire University, 1998. p. 287-292.
- [38] HEIDLER, F. CVETIC, J. M. STANIC, B. V. Calculation of lightning current parameters, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.14, n.2, p.399-404, Apr. 1999.

- [39] RAJOTTE, J.; FORTIN J.; CYR, B. Sobretensões por descargas atmosféricas em redes de BT. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, n. 321, p. 122-138, dez. 2000.
- [40] SUGIMOTO, H; ASAKAWA, A.; YOKOYAMA, S.; NAKADA, K. Analysis of Lightning Overvoltages in low-voltage power distribution lines with service drop lines. **T.IEE Japan**, vol. 121-B, n.8, p. 930-935, 2001.
- [41] PIANTINI, A.; KANASHIRO, A. G.; OBASE, P.F. Lightning surges transferred to the low-voltage network. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 7., Curitiba, 2003. **Proceedings. VII SIPDA**. São Paulo: IEE/USP, 2003. p 216-221.
- [42] PIANTINI, A.; CARVALHO, T. O. DE; SILVA NETO, A.; JANISZEWSKI, J. M.; ALTAFIM, R. A. C.; NOGUEIRA, A. L. T. A system for lightning induced voltages data acquisition – preliminary results. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 7., Curitiba, 2003. **Proceedings. VII SIPDA**. São Paulo: IEE/USP, 2003. p 156-161.
- [43] PIANTINI, A.; CARVALHO, T. O. DE; SILVA NETO, A.; JANISZEWSKI, J. M.; ALTAFIM, R. A. C.; NOGUEIRA, A. L. T. A System for simultaneous measurements of lightning induced voltages on lines with and without arresters. In: International Conference on Lightning Protection, 27., Avignon, 2004. **Proceedings. ICLP 2004**. Avignon : Jouve, 2004. p. 297-302.
- [44] JOINT CIRED/CIGRE WORKING GROUP 05. Protection of MV and LV networks against lightning: basic information. In : INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY, Birmingham, 1997. **Proceedings. CIRED'97**. Birmingham 1997. CONFERENCE PUBLICATION n. 438. p.2.19.1-2.19.6.
- [45] MIRRA, C.; PORRINO, A.; ARDITO, A.; NUCCI, C. A. Lightning overvoltages in low voltage networks. Proc. of the Int. conference on Electricity Distribution. In : INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY, Birmingham, 1997. **Proceedings. CIRED'97**. Birmingham 1997. CONFERENCE PUBLICATION n.438. p.2.19.1-2.19.6.
- [46] PIANTINI, A. Sobretensões induzidas na rede secundária devido a descargas atmosféricas. In: III CONGRESSO LATINO AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 1998, São Paulo. **Anais. III CONLADIS**. São Paulo: EPUSP, 1998. p. 468-472.
- [47] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Lightning induced voltages on low-voltage lines. In: V INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 5., São Paulo, 1999. **Proceedings. V SIPDA**. São Paulo: IEE/USP, 1999. p. 234-239.

[48] HOIDALEN, H. K.; HUSE, J.; DAHLSLETT, F.; AALBORG, T. Impacts of lightning-induced overvoltages on power quality in low-voltage distribution systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 25., Rhodes, 2000. **Proceedings. ICLP 2000**. Patras, University of Patras, 2000. p.564-569.