



Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica - PPGEE**

UM ESTUDO DOS MODELOS DE MÁQUINAS ELÉTRICAS SUBMETIDOS A SURTOS DE TENSÃO

por

Álvaro Batista Cançado

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

Área de Concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade da Energia

Orientador: Prof. Ivan José da Silva Lopes

Co-orientador: Prof. Hélder de Paula

Belo Horizonte, 17 de Dezembro de 2010

Dissertação de Mestrado

UM ESTUDO DOS MODELOS DE MÁQUINAS
ELÉTRICAS SUBMETIDOS A SURTOS DE
TENSÃO

Álvaro Batista Cançado

Dedico este trabalho a toda minha família. À minha esposa Mary pela ajuda e paciência nos momentos difíceis, madrugadas e fins de semana, às minhas filhas Isabela e Daniela pela sua alegria e pureza, aos meus queridos pais Helena e Geraldo (in memoriam) pela minha formação e caráter, e ao meu eterno irmão e amigo Dinho (in memoriam) pelos conselhos, força e incentivo.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por ter me capacitado a conseguir realizar este trabalho.

Ao Prof. Dr. Ivan José da Silva Lopes, orientador desta dissertação, pela sua sabedoria, conhecimento, dedicação durante a condução deste trabalho e compreensão durante os momentos difíceis.

Ao Prof. Dr. Hélder de Paula, co-orientador desta dissertação, pelo seu conhecimento, sugestões oportunas e dedicação durante a condução deste trabalho.

Ao pessoal do laboratório da Escola de Engenharia Elétrica, pela sua gentileza e presteza.

A todos os colegas e amigos da Gerência de Engenharia da Expansão da Geração (EP/EG) da CEMIG pela sua ajuda, compreensão e palavras de incentivo, em especial ao Rômulo Braga e ao Flávio Novaes, pela compreensão e apoio, e ao Agenor Júnior pela sua presteza, conhecimento, interesse e ajuda na realização das medições de campo.

Aos colegas da Gerência de Engenharia de Inspeção de Materiais e Serviços (MS/QL) e da Gerência de Engenharia de Manutenção da Geração (PN/MG) da CEMIG pela sua gentileza no empréstimo dos equipamentos para os ensaios.

Aos funcionários da Usina Hidroelétrica de Igarapava, em especial ao Cláudio Silva e toda sua equipe pela gentileza em disponibilizar a unidade geradora para a realização das medições e ajuda nas montagens das configurações dos ensaios.

A todos os meus amigos pelo apoio e incentivo.

A toda minha família, a quem este trabalho é dedicado, pelo carinho.

A todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta Dissertação.

Resumo

Os sistemas de isolamento utilizados nos enrolamentos do estator das máquinas elétricas não são projetados, por razões de espaço, desempenho e econômicas, para suportar os elevados surtos de tensão resultantes das descargas atmosféricas, chaveamentos ou faltas no sistema de potência. Normas específicas são utilizadas para a definição da suportabilidade das máquinas frente aos surtos de tensão. Em função de suas relevantes diferenças construtivas, os enrolamentos do tipo bobinas multiespiras tem um comportamento e uma suportabilidade diferente dos enrolamentos do tipo barras monoespiras, quando os mesmos são submetidos aos transitórios de alta frequência. A definição de uma modelagem padronizada que represente bem o comportamento da máquina frente aos fenômenos transitórios de alta frequência é uma tarefa complicada devido à complexidade construtiva da máquina. A distribuição do enrolamento ao longo da mesma não é uniforme, com conseqüentes variações dos seus parâmetros elétricos e conseqüentemente de sua impedância.

Neste trabalho, alguns dos modelos das máquinas para alta frequência propostos pela literatura são apresentados e discutidos. Foram realizadas medições de campo com a aplicação de um degrau de tensão nos terminais do enrolamento de um grande gerador síncrono hidroelétrico, em várias configurações. Os resultados são comparados com alguns dos modelos apresentados na literatura através de simulações computacionais. Foram também avaliados alguns modelos representativos das impedâncias de surto das máquinas através de comparações entre os valores obtidos entre eles para três máquinas reais. Também foram feitos ensaios de laboratório e simulações computacionais para investigar a influência da localização física da proteção nos níveis de tensão resultante na máquina. Observa-se que, dependendo das características das máquinas e de suas linhas de alimentação, o melhor posicionamento dessa proteção com relação à máquina pode variar, objetivando uma melhor coordenação de isolamento.

Conclui-se que alguns dos modelos disponíveis na literatura representam com uma boa exatidão o comportamento das máquinas. Já outros modelos disponíveis não oferecem uma boa padronização nos resultados alcançados, sendo necessária uma maior investigação para se buscar resultados mais precisos.

Abstract

The insulation systems used in the stator windings of electrical machines are not designed, for reasons of space, performance and economics, to withstand high voltage surges resulting from lightning, switching or faults in the power system. Specific standards are used to define the capability of the machines to withstand power surges. Due to its construction relevant differences, multiturns coils type windings has a different behavior and supportability of the singleturns bars type windings when they are subjected to high frequency transients. The definition of a standardized modeling that will best represent the behavior of the machine during the high frequency transient phenomena is a complicated task due to the machine constructive complexity. Its winding distribution is not uniform, with consequent variations in its electrical parameters and therefore its impedance.

In this work, some of the high frequency machines models proposed in the literature are presented and discussed. Field measurements were performed by applying a voltage step at the terminals of the winding of a large hydroelectric synchronous generator, in different configurations. The results are compared with some of the models presented in literature by means of computer simulations carried out in the ATP program. It was also evaluated some representative models of the machines surge impedances by comparing the values obtained between them to three real machines. It was also conducted laboratory tests and computer simulations to investigate the influence of the physical location of protection at the resultant voltage in the machine. It is observed that, depending on the characteristics of the machines and their supply lines, the best positioning of protection with respect to the machine can vary, for a better insulation coordination.

We can conclude that some of the models available in the literature represent with good accuracy the machines behavior. However, some available models for very fast transients do not offer good accuracy to each other, and require further research to get more accurate results.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
1.1. Relevância do tema.....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.3. A prática atual das concessionárias e indústria na proteção contra surtos de tensão das máquinas rotativas.....	4
1.4. Estruturação da dissertação.....	7
2. Os surtos de tensão e as máquinas rotativas.....	9
2.1. Considerações iniciais.....	9
2.2. Os surtos de tensão.....	9
2.2.1. Formas de onda e classificação dos surtos de tensão.....	10
2.3. Aspectos gerais dos isolamentos e dos esforços presentes.....	13
2.4. A suportabilidade das máquinas elétricas rotativas às ondas impulsivas.	20
2.4.1. Ensaio de suportabilidade para máquinas.....	23
2.5. A proteção das máquinas contra os surtos de tensão.....	26
2.6. Considerações Finais.....	30
3. Modelagem das máquinas e coordenação de isolamento.....	32
3.1. Considerações iniciais.....	32
3.2. Modelagem das máquinas elétricas e das linhas de alimentação.....	32
3.2.1. Modelagem das máquinas elétricas para surtos oscilatórios.....	33
MSO-1 – Linha de transmissão com parâmetros distribuídos.....	33
MSO-2 – PI equivalente para distúrbios balanceados.....	38
MSO-3 – PI equivalente para distúrbios desbalanceados.....	42
MSO-4 – Frequência característica do surto transferido.....	45
3.2.2. Modelagem das máquinas elétricas para surtos rápidos.....	47
MSR-1 - Equações empíricas baseadas em parâmetros simples das máquinas.....	48
MSR-2 - Equações a partir da geometria da máquina considerando o fluxo magnético em regiões distintas.....	50
MSR-3 - Equações empíricas para os grandes geradores monoespiras.....	54

MSR-4 - Equações a partir da geometria com ênfase nos parâmetros da região das cabeças de bobina.....	55
MSR-5 - Equações para as máquinas multiespiras baseadas na geometria.....	58
3.2.3. Considerações finais a respeito da modelagem.....	59
3.3. Comparação dos resultados obtidos entre as modelagens para surtos rápidos.....	59
3.4. Modelagem das linhas de alimentação das máquinas.....	62
3.4.1. Barramento blindado de fases isoladas.....	62
3.4.2. Cabos isolados.....	63
3.5. Coordenação de isolamento e a influência da distância de proteção.....	64
3.5.1. Considerações iniciais.....	64
3.5.2. O efeito da distância de proteção.....	65
3.6. Simulações computacionais para a verificação da influência da distância de proteção.....	66
3.7. Medições em laboratório para a verificação da influência da distância de proteção.....	70
3.8. Considerações finais.....	74
4. Estudo de caso – Aplicação de um degrau de tensão em um hidrogenador e análise sob o enfoque dos surtos oscilatórios.....	76
4.1. Considerações iniciais.....	76
4.2. Características da instalação e das máquinas.....	77
4.2.1. Características do gerador.....	79
4.2.2. Características dos cabos de alimentação do gerador.....	79
4.3. Arranjos das medições e resultados obtidos.....	80
4.3.1. Instrumentação de ensaio.....	80
4.3.2. Configurações dos circuitos de medição e modelos utilizados nas simulações computacionais.....	81
CASO A – Aplicação de um degrau de tensão em uma fase dos cabos de alimentação do gerador, com os terminais de neutro abertos.....	82
Circuito de medição.....	82
Circuitos de simulação.....	83

Resultados obtidos e discussão.....	85
CASO B – Aplicação de um degrau de tensão em uma fase do gerador, com uma resistência concentrada entre a fonte e o terminal de fase do enrolamento, com os terminais de neutro abertos.....	88
Circuito de medição.....	88
Circuitos de simulação.....	89
Resultados obtidos e discussão.....	91
Cálculo da impedância equivalente da máquina.....	93
CASO C - Aplicação de um degrau de tensão em uma fase do gerador com a medição da resposta em outra fase, com os terminais de neutro interligados.....	96
Circuito de medição.....	96
Circuitos de simulação.....	96
Resultados obtidos e discussão.....	98
4.4. Considerações finais.....	100
5. Conclusões.....	102
Propostas de continuidade.....	103
6. Referências bibliográficas.....	104
APÊNDICE A – Demonstração da influência da distância de proteção na tensão resultante no gerador.....	110
A.1 – SITUAÇÃO 1 – $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$	112
A.1.1 - Equações de onda antes da atuação do pára-raios.....	113
A.1.2 - Equações de onda após a atuação do pára-raios.....	114
A.2 – SITUAÇÃO 2 – $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$	117
A.2.1 - Equações de onda antes da atuação do pára-raios.....	118
A.2.2 - Equações de onda após a atuação do pára-raios.....	119
A.3 – Comparação entre as formas de onda para $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$ e $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$	122

Lista de Tabelas

1.1	Sumário das práticas de proteção e falhas em 34 companhias dos EUA e do Canadá, adaptado de [12].....	5
2.1	Classes e formas das solicitações de tensão.....	10
2.2	Comparação da suportabilidade de surto das máquinas para uma onda de 1,2 μ s ou maior, pelas normas vigentes.....	25
3.1	Impedâncias de surto medidas e calculadas para as máquinas do sistema Ontario Hydro [12].....	55
3.2	Características técnicas principais de três grandes hidrogeradores do sistema elétrico.....	60
3.3	Impedâncias de surto calculadas para três geradores do sistema elétrico, a partir dos modelos do item 3.2.2.....	60
4.1	Características do gerador da UHE Igarapava.....	79

Lista de Figuras

2.1	Surto oscilatório no lado de média tensão de um transformador, originado pela transferência indutiva de um surto incidente de 542 kV _{pico} , 1,2x50 μs no lado de alta tensão [11].....	12
2.2	Surto rápido no lado de média tensão de um transformador, originado pela transferência capacitiva de um surto incidente de 542 kV _{pico} , 1,2x50 μs no lado de alta tensão [11].....	13
2.3	Componentes do isolamento do gerador, vista em corte das bobinas, adaptado de [12]; a) Bobina monoespira; b) Bobina multiespira.....	14
2.4	Duração da frente de onda maior do que o tempo de propagação [9]..	15
2.5	Duração da frente de onda menor do que o tempo de propagação [9]..	16
2.6	Formas de onda das tensões entre espiras na bobina terminal de fase, para um impulso com tempo de frente igual a 0.2 μs, adaptado de [27]	17
2.7	Tensões entre espiras na bobina terminal de fase, devido a vários tempos de frente, adaptado de [27].....	17
2.8	Tensões nas três primeiras bobinas, devido a vários tempos de frente, adaptado de [27].....	18
2.9	Diagrama unifilar típico de uma usina hidroelétrica.....	19
2.10	Envoltória da suportabilidade de tensão impulsiva de máquinas com bobinas multiespiras, adaptado de [40].....	21
2.11	Envoltória de suportabilidade de impulso de uma bobina elétrica, adaptado de [2].....	24
2.12	Circuito RLC representativo do circuito de alimentação da máquina....	26
2.13	Tensão e_c através do capacitor e o efeito limitador do supressor, adaptado de [22].....	27
2.14	Sistema básico de proteção de uma máquina elétrica rotativa [22].....	28
2.15	Exemplo de proteção com os efeitos combinados do capacitor e do pára-raios, adaptado de [24].....	29
3.1	Modelo do enrolamento do estator como uma linha de transmissão com parâmetros distribuídos.....	34
3.2	Vista planificada esquemática do enrolamento do estator.....	35
3.3	Foto da vista interna do enrolamento do estator de um grande hidrogerador de 116 MVA e 14,4 kV, sem o rotor.....	36

3.4	Impedância de entrada do gerador (logaritmo da magnitude) Z_{sc} modelado como uma linha de transmissão, com o terminal remoto aterrado, em função do comprimento elétrico do enrolamento, adaptado de [12].....	37
3.5	Modelo PI equivalente trifásico para o enrolamento de um gerador [12].....	38
3.6	Modelo PI equivalente monofásico de um gerador para transitórios balanceados [12].....	39
3.7	Resposta de um gerador de 270 MVA, 18 kV ao degrau de tensão, onde V_a é a tensão aplicada na fase a e V_b é a resposta observada na fase b [12].....	43
3.8	Esquema simplificado para a representação do acoplamento indutivo mútuo entre as fases de uma máquina rotativa, mostrando os caminhos do fluxo acoplando as fases do enrolamento [44].....	43
3.9	Circuito equivalente do gerador incluindo os acoplamentos mútuos [12].....	44
3.10	Circuito equivalente do gerador com uma indutância negativa no neutro [12].....	44
3.11	Circuito equivalente do gerador considerando sua resposta em frequência [14].....	45
3.12	Resultado das tensões medida e simulada, considerando o modelo da Figura 3.11, adaptado de [14].....	46
3.13	Impedância de surto por fase obtida para vários turbo geradores com enrolamentos tipo barra, adaptado de [19].....	49
3.14	Localização das barras do estator no núcleo e dimensões para o cálculo da primeira componente da indutância de surto, adaptado de [12].....	51
3.15	Ilustração para o cálculo da segunda componente da indutância de surto por barra, devido ao fluxo em ar na região de ranhura, adaptado de [12].....	52
3.16	Ilustração para o cálculo da terceira componente da indutância de surto por barra, devido ao fluxo na região das cabeças de bobina, adaptado de [12].....	53
3.17	Esquema de enrolamento típico, adaptado de [13].....	56

3.18	Corte de uma ranhura com as suas dimensões para o cálculo de C [13].	56
3.19	Dimensões das bobinas para o cálculo de L [13].....	57
3.20	Circuito equivalente de máquinas multiespiras para surtos rápidos segundo [18].....	58
3.21	Seção transversal de um barramento blindado de fases isoladas.....	63
3.22	Distância de proteção; a) Posicionamento do pára-raios com relação ao gerador; b) Tensão resultante no pára-raios e no gerador, adaptado de [12].....	65
3.23	Circuito utilizado para simulação da variação da distância d de proteção das UHE's Capim Branco I e Jaguará.....	68
3.24	Simulação da tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Capim Branco I. Distância d de proteção do pára-raios ao gerador para d = 3m (curva vermelha), d = 19m (curva verde) e d = 19m, mas com o capacitor localizado a 3m do gerador (curva azul) [47].....	68
3.25	Simulação da tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Jaguará. Distância d de proteção do pára-raios ao gerador para d = 2 m (curva vermelha), d = 18 m (curva verde) e d = 18 m, mas com o capacitor localizado a 2m do gerador (curva azul) [47].....	69
3.26	Circuito usado em laboratório para a verificação da influência da distância de proteção.....	70
3.27	Valores medidos da tensão V_r , variando-se a posição do diodo zener desde o ponto 1 (V1) até o ponto 4 (V4), $R = 15 \Omega$	71
3.28	Valores simulados da tensão V_r , variando-se a posição do diodo zener desde o ponto 1 (XX0001) até o ponto 4 (XX0005), $R = 15 \Omega$	71
3.29	Valores medidos da tensão V_r , variando-se a posição do diodo zener desde o ponto 1 (V1) até o ponto 4 (V4), $R = \infty$	72
3.30	Valores simulados da tensão V_r , variando-se a posição do diodo zener desde o ponto 1 (XX0028) até o ponto 4 (XX0016), $R = \infty$	73
4.1	Diagrama unifilar básico da UHE Igarapava.....	77
4.2	Vista externa da casa de força.....	78
4.3	Foto da maquete mostrando a unidade geradora da UHE Igarapava.....	78
4.4	Escada de acesso ao gerador.....	78
4.5	Terminais de fase do gerador.....	78
4.6	Vista interna do gerador.....	78

4.7	Forma de onda utilizada nos ensaios, com os terminais da fonte desconectados.....	80
4.8	Circuito de medição – Caso A.....	82
4.9	Medição da tensão no terminal da chave, Caso A.....	82
4.10	Gerador de sinais para o Caso A.....	82
4.11	Detalhe dos circuitos paralelos e terminais do gerador G.....	83
4.12	Circuito de simulação utilizando o modelo linha de transmissão (LT) do gerador, Caso A.....	83
4.13	Circuito de simulação utilizando o modelo PI equivalente do gerador, Caso A.....	84
4.14	Tensões V1 e V2 medidas para o Caso A.....	86
4.15	Tensão V1 medida e simulada para o Caso A, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador.....	86
4.16	Tensão V2 medida e simulada para o Caso A, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador.....	87
4.17	Tensões V2 nos terminais do gerador para o Caso A, simuladas considerando a impedância da fonte igual a zero; curva em vermelho representa o modelo linha de transmissão, enquanto a curva em verde representa o modelo PI equivalente.....	88
4.18	Circuito de medição – Caso B.....	88
4.19	Medição da tensão V1 no terminal de fase da máquina, com um resistor de 45 Ω em série com o enrolamento, Caso B.....	89
4.20	Detalhe dos terminais de fase da máquina com os cabos desconectados, onde foi medida a tensão V2, Caso B.....	89
4.21	Medição da tensão V3 no terminal de neutro da máquina, com os terminais em aberto, Caso B.....	89
4.22	Circuito de simulação utilizando o modelo linha de transmissão (LT) do gerador, Caso B.....	90
4.23	Circuito de simulação utilizando o modelo PI equivalente do gerador, Caso B.....	90

4.24	Tensão V1 medida e simulada para o Caso B, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador.....	91
4.25	Tensão V2 medida e simulada para o Caso B, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador.....	92
4.26	Tensão V3 medida e simulada para o Caso B, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador.....	92
4.27	Tensões medidas V1 e V2 em uma fase do gerador para o Caso B.....	93
4.28	Circuito equivalente para o Caso B.....	93
4.29	Evolução no tempo da impedância equivalente de uma fase do gerador	95
4.30	Circuito de medição – Caso C.....	96
4.31	Circuito de simulação utilizando o modelo linha de transmissão (LT) do gerador, Caso C.....	97
4.32	Circuito de simulação utilizando o modelo PI equivalente do gerador, Caso C.....	97
4.33	Tensão V1 medida e simulada para o Caso C, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador.....	98
4.34	Tensão V2 medida no terminal S1 e simulada para o Caso C, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador, com $K = 0,1$	98
4.35	Tensão V2 medida no terminal S2 e simulada para o Caso C, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador, com $K = 0,23$	99
4.36	Tensões V1 (em vermelho) e V2 (em verde) nos terminais do gerador para o Caso C, simuladas considerando a impedância da fonte igual a zero, usando o modelo PI equivalente.....	100
A.1	Arranjo da proteção do gerador.....	110
A.2	Onda incidente na linha que alimenta o gerador [49].....	111
A.3	Modelagem do pára-raios [49].....	111
A.4	Diagrama de reflexões das formas de onda para $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$	113
A.5	Formas de onda das tensões em $x = 0$, para $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$	116

A.6	Formas de onda das tensões em $x = d$, para $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$	117
A.7	Diagrama de reflexões das formas de onda para $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$	118
A.8	Formas de onda das tensões em $x = 0$, para $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$	121
A.9	Formas de onda das tensões em $x = d$, para $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$	121
A.10	Tensões V_{tc} no gerador para $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$ e $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$	122

1 Introdução

1.1 Relevância do tema

Os enrolamentos estatóricos das máquinas elétricas estão sujeitos, durante a sua vida operacional, aos mais variados tipos de sobretensões advindos do sistema elétrico e dos equipamentos existentes na instalação na qual a máquina está conectada. Como exemplos dessas sobretensões, podem-se citar as descargas atmosféricas incidentes nas linhas aéreas e que são transferidas através dos transformadores até as máquinas rotativas, e também os surtos provenientes de chaveamentos dos dispositivos da instalação, tais como os disjuntores e as chaves seccionadoras.

Estes surtos, dependendo da sua frequência de ocorrência, magnitude e tempo de frente, podem, de maneira gradual e cumulativa, estressar o isolamento das máquinas, causando falhas e degradação de sua vida útil. Em [1] é relatado que falhas no isolamento constituem uma significativa fonte primária de defeitos e indisponibilidades de máquinas elétricas de alta tensão. Por sua vez, o envelhecimento, a contaminação do enrolamento e a formação de descargas parciais internas estão entre as principais causas das falhas no isolamento. Se, além desses fatores primários de falha, ocorrerem ainda sobretensões que possam exceder os níveis de suportabilidade estipulados para as máquinas, os quais são definidos a partir de normas [2, 3, 4], o mecanismo de deterioração das isolações pode ser acelerado.

Diversos trabalhos [5, 6, 7, 8, 9] têm sido publicados relatando falhas precoces em motores alimentados por inversores PWM, os quais geram formas de onda com pulsos repetitivos que podem ser associadas às ondas de frentes rápidas características dos surtos de impulso atmosférico, da ordem de alguns *ns*.

Ao contrário dos equipamentos estáticos, como os transformadores, o projeto do isolamento dos enrolamentos estatóricos das máquinas elétricas rotativas não é baseado nos valores padronizados dos Níveis Básicos de Impulso (NBI) [2]. O projeto é baseado na otimização das dimensões físicas das camadas isolantes dos enrolamentos e, conseqüentemente, da própria máquina, de forma a se obter um máximo desempenho operacional a um custo o menor possível, mantendo-se as margens de segurança e disponibilidades operacionais.

O sistema de isolamento dos enrolamentos estatóricos das máquinas rotativas de média tensão é composto, como será visto mais detalhadamente no Capítulo 2, basicamente de duas partes: a isolação principal, que isola a parte condutiva do enrolamento (cobre) do núcleo aterrado, e a isolação entre espiras, que isola entre si as espiras de uma bobina. A suportabilidade da isolação principal das máquinas é normalmente definida em função dos níveis do ensaio de tensão aplicada à frequência industrial, igual a $2Un+1$ kV, sendo Un a tensão nominal de linha do gerador em kV. A suportabilidade da isolação entre espiras depende do tempo de frente do impulso de tensão a ser injetado na máquina e é definida em detalhes nas normas *IEEE Std 522* [2] e *IEC 60034-15* [10], conforme será visto no Capítulo 2.

O desenvolvimento e a definição de uma modelagem padronizada para as impedâncias representativas das máquinas frente aos fenômenos de alta frequência não é uma tarefa simples. Inúmeros trabalhos têm sido publicados buscando modelar os fenômenos e os equipamentos envolvidos [5, 11, 12, 13, 14, 15], mas pouca padronização tem sido obtida. As modelagens dos enrolamentos frente aos surtos rápidos, definidos como aqueles que possuem tempo de frente de onda menor ou igual a $1,2 \mu\text{s}$ [16], são baseadas em sua maioria na teoria das linhas de transmissão, nas quais o enrolamento da máquina possui uma determinada impedância de surto e um determinado tempo de trânsito [12, 13, 15, 17, 18]. Nestes modelos, o cálculo da impedância de surto da máquina é baseado nas suas dimensões físicas. Modelagens simplificadas, baseadas em cálculos empíricos e nas reatâncias subtransitórias e capacitâncias declaradas pelo fabricante no projeto da máquina, também são propostas [12, 14, 19]. No entanto, o que se observa é que, mesmo considerando a modelagem baseada na teoria da propagação de ondas, diferentes equações são apresentadas e resultados distintos são obtidos [12, 13, 14, 15, 18, 20].

A referência [12], publicada pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) em 1990, é um relatório detalhado que aborda o tema relacionado à proteção dos geradores contra surtos de forma bem ampla, questionando várias práticas de projeto que vinham sendo adotadas até então e propondo uma discussão com novas alternativas e modelagens para os geradores e os demais equipamentos do sistema, baseados em medições de campo. O relatório aborda ainda o impacto dos disjuntores de média tensão instalados próximos aos geradores nos modelos e no dimensionamento da proteção, revê o aspecto da suportabilidade do isolamento das máquinas e avalia a coordenação de isolamento sob várias contingências dos supressores de surto. Por ser extremamente útil e com forte

embasamento teórico e prático, esse relatório se constitui numa das principais referências para esta dissertação.

Em [21], o autor afirma que a ausência de uma padronização definindo claramente a suportabilidade das máquinas rotativas frente à tensão de impulso tem levado a inconsistências, incertezas e falhas em muitos motores de corrente alternada de grande porte. O autor conclui ainda que grande parte dessas falhas poderia ser evitada se os fabricantes dos motores especificassem uma isolamento entre espiras dedicada e de maior qualidade, em vez de os mesmos oferecerem aos seus clientes a instalação de capacitores para aumentar os tempos de frente dos surtos de tensão e, conseqüentemente, reduzir os esforços impostos à isolamento entre espiras.

A prática comum dos atuais projetos dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão das máquinas tem sido instalar esta proteção, a qual se constitui basicamente de um capacitor de surto e um pára-raios em paralelo por fase, o mais próximo possível de seus terminais [11, 22]. Além disso, são adotados valores padronizados para os capacitores. Essa solução é normalmente adotada independentemente da configuração da instalação e do porte das máquinas, suas especificidades e suas características em regime transitório.

1.2 Objetivos

Dentro do contexto descrito no item anterior, os principais objetivos do presente trabalho são:

1. Apresentar e discutir os modelos das máquinas mono e multiespiras para a simulação das sobretensões nas mesmas e para o dimensionamento da sua proteção contra surtos;
2. Verificar se esses modelos conduzem a uma boa representatividade dos fenômenos reais esperados, de forma que se possa obter uma padronização razoável que atenda às frequências associadas aos surtos de tensão;
3. A partir de tais modelos, analisar:
 - a. A atual filosofia de proteção contra surtos de tensão das máquinas e sua real relevância;

- b. A distância de separação da proteção contra surtos em relação aos terminais da máquina.

A análise é feita através de simulações computacionais utilizando o programa de transitórios eletromagnéticos ATP [23].

Como forma de melhor avaliar os resultados obtidos, são realizadas medições de campo e de laboratório, de modo a validar os modelos propostos através da comparação com os resultados obtidos através das simulações.

1.3 A prática atual das concessionárias e indústria na proteção contra surtos de tensão das máquinas rotativas

A atual prática da proteção contra surtos de tensão das máquinas elétricas rotativas em operação nas usinas hidroelétricas no Brasil baseia-se na instalação de um capacitor de surtos, geralmente de $0,25 \mu\text{F}$, por fase em paralelo com um supressor ou pára-raios, o mais próximo possível dos terminais da máquina. A tensão nominal do pára-raios geralmente é igual a 1,3 vezes a tensão nominal de linha do gerador, já que o neutro da maioria das máquinas é aterrado através de uma alta impedância (normalmente representada por um transformador monofásico a seco com o enrolamento primário de alta tensão conectado ao neutro da máquina e com o enrolamento secundário de baixa tensão conectado a uma resistência de baixo valor ôhmico).

No entanto, percebe-se que os sistemas de proteção contra surtos das máquinas nem sempre são criteriosamente projetados em função das especificidades de cada instalação e seus equipamentos, e também raramente são realizados estudos de coordenação de isolamento específicos para o gerador e sua proteção. Ao contrário, a prática apresentada no parágrafo anterior é quase sempre utilizada independentemente do porte da máquina, tipo ou classe de seu sistema de isolamento, não levando em consideração também se a alimentação da máquina é feita através de cabos isolados ou barramento blindado de fases isoladas. Da mesma forma, sequer é verificado se a localização escolhida para a instalação dos dispositivos de proteção contra surtos é a melhor do ponto de vista da coordenação de isolamento. Como uma proposta de se estabelecer um critério de dimensionamento, em [24] os autores apresentam uma metodologia para o dimensionamento da proteção contra surtos de motores de média tensão, cujo enrolamento é do tipo bobinas multiespiras e cuja alimentação é feita através de cabos

isolados. No entanto, considerações acerca das grandes máquinas com enrolamento tipo barras ou monoespiras e alimentadas através de barramentos blindados não são feitas.

A maior parte das concessionárias brasileiras usa basicamente a mesma proteção contra surtos de tensão em seus geradores, cujos projetos são realizados, em sua maioria, pelos fabricantes dos painéis de média tensão associados ao gerador ou por consultores especializados. No entanto, foi observado que os critérios adotados para o seu dimensionamento são, em sua maioria, desconhecidos pelos representantes das concessionárias.

Em [12] é relatada uma pesquisa realizada no ano de 1985 que retrata com detalhes as práticas de proteção de 34 empresas, entre concessionárias e indústrias, do setor elétrico dos Estados Unidos da América e do Canadá, quanto à utilização da proteção contra surtos de tensão em seus geradores. A Tabela 1.1 sintetiza as principais constatações dessa pesquisa.

Tabela 1.1 – Sumário das práticas de proteção e falhas em 34 companhias dos EUA e do Canadá, adaptado de [12]

1	Pára raios exclusivos para o gerador são especificados	
	Geralmente	23
	Às vezes	5
	Raramente	4
	Nunca	2
2	O surto transferido para a máquina através do transformador elevador é	
	Medido	3
	Estimado	7
	Desconhecido	23
	Sem resposta	1
3	Os capacitores de surto são utilizados	
	Com os pára-raios para o gerador	14
	Sozinhos	2
	Não são utilizados	18
4	O projeto é feito por	
	Própria concessionária ou indústria	14
	Consultores	20
5	Falhas na isolação relatadas	
	Nenhuma	27
	Em hidroelétricas e centrais térmicas a combustão	5
	Em grandes unidades térmicas	2

Os resultados mostram que cerca de 30% das empresas confiam apenas nos pára-raios instalados no lado de alta tensão dos transformadores de alimentação da instalação (transformadores elevadores para os geradores das usinas e abaixadores para os motores das indústrias) para a proteção de algumas de suas máquinas. Aproximadamente a metade desses 30% indicam que a taxa de transferência de surto do transformador elevador é desconhecida. Para estes, o risco de falhas é tão baixo que o cálculo detalhado da proteção pode ser dispensado.

Por outro lado, em torno de 50% das empresas usam capacitores de surto mesmo para grandes geradores com bobinas monoespiras. Cerca de 60% das empresas usam consultores para a definição e o dimensionamento dessa proteção, as quais podem não ter disponível a documentação acerca do seu cálculo.

Sete empresas relataram falhas nos isolamentos dos geradores. Tais falhas ocorreram em 17 unidades operando em usinas térmicas e em 7 unidades operando em usinas hidráulicas, as quais ocorreram tanto nas máquinas mais novas, como naquelas mais antigas.

Ainda segundo a pesquisa, a maior parte (68%) das empresas instala os supressores de surto para os geradores, mas uma minoria (18%) intencionalmente não o faz. Segundo os autores de [12], a maior parte dessas práticas parece estar baseada mais em costumes ou critérios antigos do que em cálculos. Aproximadamente metade das concessionárias instala capacitores de surto na barra do gerador, os quais podem parecer desnecessários para as máquinas monoespiras já que, conforme é visto com detalhes nos itens posteriores deste trabalho, a taxa de crescimento ou o tempo de frente do surto não é motivo de maiores preocupações para essas máquinas. Possíveis motivos técnicos para o uso dos capacitores incluem uma compensação para uma elevação nos níveis de proteção dos pára-raios para os surtos rápidos e a necessidade de controlar a taxa de crescimento da tensão de restabelecimento transitória (TCTRT) para os disjuntores instalados próximos aos geradores, quando estes são previstos nos projetos.

O relatório conclui então que a aplicação de supressores de surto nos geradores é baseada mais nas práticas individuais das concessionárias do que em outras bases mais lógicas ou consistentes.

Em [21], é apresentado o resultado de uma pesquisa em máquinas rotativas instaladas nos EUA, entre os anos de 1979 e 1986, mostrando o número de defeitos em motores

acima de 1000 hp e geradores acima de 5 MVA devido a falhas em seu sistema de isolamento. Para os motores, de um total de 23.033 unidades monitoradas nesse período, 131 (0,6%) apresentaram falhas em seu isolamento principal e 28 (0,12%) apresentaram falhas no isolamento entre espiras. Já para os geradores, de um total de 11.585 unidades, 47 (0,4%) apresentaram falhas devido a problemas na isolação principal e 17 (0,15%) falhas devido à isolação entre espiras. Esse maior índice de falhas no isolamento principal dos motores ocorre, segundo o autor, devido a um controle de qualidade de fabricação mais precário nos motores com relação ao que é praticado para os geradores. O autor conclui ainda que os fabricantes das máquinas não deveriam oferecer ou especificar a seus clientes capacitores de surto com o objetivo de aumentar os tempos de frente dos surtos em substituição a uma isolação entre espiras dedicada e de qualidade. Em alguns casos, a indutância inerente ao circuito devido às conexões e ao próprio capacitor poderia reduzir o efeito do aumento do tempo de frente e, conseqüentemente, esforços severos entre espiras poderiam ocorrer.

Em resumo, percebe-se que a atual prática da proteção contra surtos das máquinas é, em sua maioria, baseada em critérios pré-estabelecidos, utilizando-se uma solução padronizada. Uma mesma solução poderia, por exemplo, atender tanto a um grande gerador de 500 MVA com enrolamento do tipo monoespira ou barra, alimentado através de um barramento blindado de fases isoladas, como também a um pequeno gerador de 10 MVA com enrolamento do tipo multiespira ou bobina, alimentado através de cabos isolados. Além disso, a prática estabelece que, em ambos os casos, a melhor localização da proteção seria o mais próximo possível dos terminais do gerador.

1.4 Estruturação da dissertação

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta as principais características dos isolamentos das máquinas elétricas rotativas frente aos diferentes esforços. São mostrados os principais distúrbios provenientes do sistema elétrico que podem atingir as máquinas, tais como os surtos atmosféricos transferidos através de transformadores e os surtos de manobra. São avaliadas as suportabilidades das máquinas frente aos mesmos e as principais características das proteções atualmente utilizadas.

O capítulo 3 apresenta a modelagem do sistema, com ênfase na representação das máquinas, considerando os surtos oscilatórios e os rápidos. É discutida a aplicação da proteção no contexto da coordenação de isolamento, onde é enfatizada a influência da distância de proteção nas sobretensões resultantes na máquina. Medições de laboratório e simulações computacionais são realizadas a fim de se investigar a melhor localização dos dispositivos de proteção contra surtos.

O capítulo 4 apresenta um estudo de caso, onde são apresentados resultados de medições de campo de forma a avaliar o comportamento do surto de tensão em um hidrogerador de grande porte e, a partir daí, possibilitar uma melhor avaliação dos modelos mais adequados para as máquinas elétricas rotativas apresentados nos capítulos anteriores. São realizadas simulações computacionais de forma a se realizar uma análise comparativa e uma validação dos modelos disponíveis das máquinas frente aos surtos rápidos. Os resultados obtidos são discutidos e são destacadas as principais constatações.

Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões gerais obtidas ao longo do trabalho, onde são discutidos então os atuais métodos de proteção contra surtos, propostas novas alternativas para esses métodos e apresentadas propostas de continuidade.

2 Os surtos de tensão e as máquinas rotativas

2.1 Considerações iniciais

No capítulo anterior, foram relatadas as principais motivações para o estudo da propagação dos surtos de tensão nas máquinas elétricas e de sua proteção contra os mesmos, bem como foram apontados os principais objetivos deste trabalho. Foi possível observar que não há uma padronização no que refere às práticas e soluções de projeto relativas a essa proteção. Em algumas instalações, elas sequer são previstas.

No presente capítulo, são apresentadas as principais características dos surtos de tensão que podem alcançar as máquinas, bem como as características das formas de onda representativas desses fenômenos, de acordo com as normas técnicas vigentes, e os esforços gerados pelos surtos de tensão e seus impactos nas várias partes do isolamento da máquina. São descritos ainda os aspectos gerais dos isolamentos das máquinas e de sua constituição. Em seguida, são apresentados os critérios adotados para se definir qual é a suportabilidade das máquinas elétricas frente às sobretensões que, como será visto adiante, é definida basicamente pelo tempo de frente do surto de tensão incidente na máquina e por sua tensão nominal. Os critérios são definidos por normas técnicas e podem servir como uma referência para se tomar uma decisão no sentido de se adotar ou não a proteção contra surtos, e de que forma essa proteção deveria ser dimensionada. Por fim, são apresentados os métodos propostos na literatura para o dimensionamento da proteção contra os surtos de tensão.

2.2 Os surtos de tensão

As principais fontes dos surtos de tensão que podem atingir os terminais das máquinas elétricas são as descargas atmosféricas, os surtos provenientes de manobras dos disjuntores e chaves seccionadoras internos ou externos à instalação e as faltas, que são potencialmente perigosas à isolação das máquinas. Conforme é visto no item 2.3 deste trabalho, frentes de onda com duração maior que $1,2 \mu\text{s}$ geralmente produzem esforços uniformes na isolação entre as espiras das máquinas multiespiras e são menos severos do que os surtos de frente rápida, cuja duração do tempo de frente é menor ou igual a $1,2 \mu\text{s}$ [16, 25, 26, 27]. Contudo, o valor de crista da tensão de surto, sendo a frente lenta ou rápida, deve ser controlado para um valor abaixo da suportabilidade da isolação principal da máquina. Uma boa caracterização do ambiente do surto é, portanto, útil

para se determinar as medidas mitigadoras que devem ser empregadas e a proteção que, se necessária, deverá existir.

O valor de crista e a forma de onda de um surto que, por exemplo, é originado no lado de alta tensão de um transformador e é transferido por acoplamento capacitivo e indutivo para o seu lado de média tensão [11, 22, 28] é função dos seguintes parâmetros:

1. Forma de onda do surto incidente no lado de alta tensão;
2. Valor de crista do surto na alta tensão;
3. Parâmetros do transformador elevador;
4. Capacitâncias e indutâncias dos circuitos e componentes instalados na baixa tensão;
5. Impedância equivalente do gerador.

2.2.1 Formas de onda e classificação dos surtos de tensão

A Tabela 2.1 mostra a classificação padronizada das solicitações de tensão (tensões e sobretensões), de acordo com a sua forma e duração [16], ilustrando também as características das formas de onda normalizadas representativas das sobretensões transitórias.

Tabela 2.1 – Classes e formas das solicitações de tensão [16]

Classe	Baixa frequência		Transitório		
	Contínua	Temporária	Frente lenta	Frente rápida	Frente muito rápida
Forma da tensão					
Faixas de formas de tensão	$f = 50 \text{ Hz ou } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T_t \geq 0,03 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} \geq T_{cr} > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_t \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada da tensão	$f = 50 \text{ Hz ou } 60 \text{ Hz}$ T_t^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_{cr} = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensaio normalizado de tensão suportável	*	Ensaio de frequência fundamental de curta duração	Ensaio de impulso de manobra	Ensaio de impulso atmosférico	*

*) A ser especificado pela norma do respectivo equipamento.

Os surtos de frente lenta ou oscilatórios representam aqueles de manobra devidos, por exemplo, à operação de chaves seccionadoras e transferência de barramentos. Os surtos de frente rápida estão associados basicamente às descargas atmosféricas. Finalmente, os

surtos de frente muito rápida representam aqueles devidos ao mau funcionamento dos dispositivos de chaveamento, operação de disjuntores a vácuo com múltiplas reignições e “*pre-strikes*”, partidas de motores abortadas e fechamentos deficientes de disjuntores.

Como já mencionado anteriormente, essas formas de onda padronizadas não são aplicáveis para se determinar a suportabilidade das máquinas elétricas rotativas frente aos surtos de tensão, mas sim aos transformadores e demais equipamentos estáticos. Os enrolamentos estatóricos podem ser submetidos a ensaios de suportabilidade frente aos surtos rápidos, conforme as recomendações das normas *IEEE 522* [2] e *IEC 60034-15* [10]. De acordo com as normas, são aplicados impulsos com frentes de 0,1 a 0,2 microssegundos para se testar os isolamentos entre espiras, e impulsos com frentes de 1,2 microssegundos para se testar o isolamento principal. Os testes são aplicados em várias fases do processo de fabricação do enrolamento, desde as bobinas singelas até o enrolamento completo. No entanto, na prática, especialmente em grandes máquinas monoespiras, a máquina é testada apenas através do ensaio de tensão suportável a frequência industrial, com um valor igual a $2U_n + 1 \text{ kV}$, sendo U_n (em kV) a tensão nominal fase-fase do gerador. Maiores detalhes sobre a suportabilidade do enrolamento frente aos impulsos e respectivos ensaios são apresentados na seção 2.4.

De forma a simplificar a análise e estabelecer um critério para a definição dos modelos estudados no Capítulo 3 deste trabalho, os surtos de tensão são classificados de acordo com a referência [12] em:

- Surtos ou transitórios oscilatórios;
- Surtos ou transitórios rápidos.

Vale mencionar que alguns distúrbios do sistema contêm componentes de ambas, as quais podem ser analisadas separadamente.

Surtos ou transitórios oscilatórios são aqueles cujas frequências associadas interagem com as frequências naturais dos enrolamentos da máquina. Os distúrbios devem ter caudas longas o suficiente para produzir reflexões a partir do extremo final, ou terminal de neutro, da máquina. Seu tempo de subida ou de frente não é um parâmetro sensível, uma vez que a resposta oscilatória possui, em qualquer caso, uma baixa inclinação. Correntes parasitas no núcleo de ferro podem ser desprezadas para esses distúrbios. As frequências dominantes dos transitórios oscilatórios estão geralmente entre 5 e 100 kHz [12].

Exemplos destes tipos de transitórios são a energização de bancos de capacitores “back-to-back”, chaveamentos de circuitos em cabos isolados e a transferência indutiva de um impulso de tensão, do lado de alta tensão ao lado de baixa tensão, através de um transformador. A resposta de uma máquina elétrica ao degrau também gera um transitório oscilatório, conforme é visto em detalhes no Item 3.2 e no Capítulo 4 deste trabalho. Os surtos atmosféricos com cauda suficientemente longa (maior que $10 \mu\text{s}$, conforme [12]) também podem ser associados aos transitórios oscilatórios.

A Figura 2.1 mostra um exemplo de surto oscilatório resultante no lado de média tensão de um transformador elevador, devido à transferência indutiva de um transitório de $542 \text{ kV}_{\text{pico}}$ e $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ incidente no seu lado de alta tensão [11]. Conforme a figura, nota-se que a frequência do transitório é de 15 kHz e os tempos de frente e de cauda associados a cada oscilação são da ordem de $17 \mu\text{s}$.

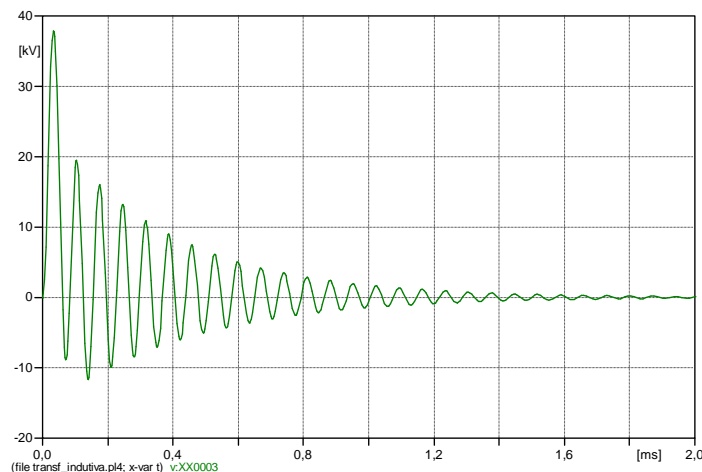


Figura 2.1 – Surto oscilatório no lado de média tensão de um transformador, originado pela transferência indutiva de um surto incidente de $542 \text{ kV}_{\text{pico}}$, $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ no lado de alta tensão [11]

Surto ou transitórios rápidos são definidos como aqueles que têm caudas menores do que $10 \mu\text{s}$ e podem ser analisados assumindo que o enrolamento da máquina é uma linha infinitamente longa. Nesse caso, as correntes parasitas no núcleo são significativas em reduzir a impedância distribuída do enrolamento [12].

Exemplos desses transitórios são as descargas atmosféricas de cauda curta (menor que $10 \mu\text{s}$) e as reignições e “prestrikes” na operação de disjuntores a vácuo. Outro exemplo desses transitórios é a transferência capacitiva de um impulso de tensão, do lado de alta tensão ao lado de média tensão, através de um transformador. As frequências dominantes destes transitórios geralmente estão acima de 100 kHz até as frequências na faixa de MHz [12].

A Figura 2.2 mostra um exemplo de surto rápido devido à transferência capacitiva de um surto incidente de $542 \text{ kV}_{\text{pico}}$ e $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ através de um transformador elevador [11]. Apesar da resposta ser oscilatória, este surto é caracterizado como rápido, já que os tempos de frente e de cauda associados a cada oscilação são da ordem de $0,6 \mu\text{s}$. Conforme a figura, percebe-se que a frequência do transitório é de 400 kHz .

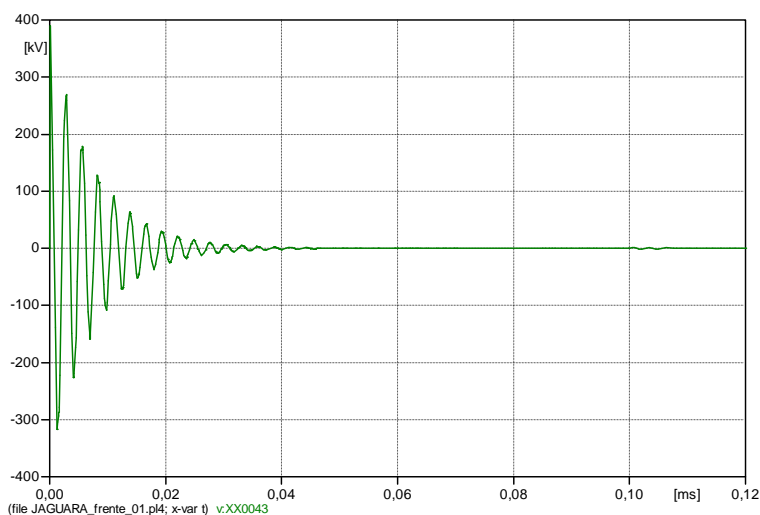


Figura 2.2 – Surto rápido no lado de média tensão de um transformador, originado pela transferência capacitiva de um surto incidente de $542 \text{ kV}_{\text{pico}}$, $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ no lado de alta tensão [11]

2.3 Aspectos gerais dos isolamentos e dos esforços presentes

Os sistemas de isolamento das máquinas elétricas são basicamente de dois tipos: classe B e classe F, conforme a definição da norma *IEC 60085* [29]. Os isolamentos classe B suportam uma temperatura máxima de operação de 130°C e são compostos basicamente de mica, fibra de vidro, amianto e materiais similares com substâncias adequadas para a aderência. Os isolamentos classe F operam com uma temperatura máxima de 155°C e também incluem compostos de mica, fibra de vidro e substâncias sintéticas similares aquelas usadas na classe B, mas com uma combinação que possa suportar temperaturas mais elevadas. A mica possui uma elevada suportabilidade dielétrica, não degrada em altas temperaturas e é extremamente resistente à deterioração por descargas parciais. Apesar das boas propriedades associadas à mica isoladamente, o sistema de isolamento do enrolamento como um todo se comporta de forma diferente, podendo se degradar ao longo do tempo devido a um número de fatores incluindo sobreaquecimento, esforços elétricos e mecânicos e contaminação do ambiente [30]. Uma isolamento degradada geralmente tem uma capacidade comprometida em suportar os surtos de tensão.

Conforme já dito anteriormente, a isolação das bobinas do enrolamento do estator das máquinas rotativas de corrente alternada tem uma suportabilidade relativamente baixa aos impulsos, em comparação aos equipamentos estáticos como os transformadores, os disjuntores e as chaves seccionadoras, onde os níveis de suportabilidade são definidos em função dos níveis básicos de isolamento (NBI) padronizados [16, 25]. Como mostrado na Figura 2.3, esta isolação consiste da isolação principal, da isolação entre espiras e da isolação dos condutores ou fios. A isolação principal envolve todas as espiras de uma bobina, isolando a região entre a bobina e o núcleo estátórico, ao passo que a isolação entre espiras existe no entorno de cada espira para isolar as varias espiras de uma bobina. Por sua vez, a isolação dos fios isola cada fio que forma uma bobina (em máquinas multiespiras) ou barra (em máquinas monoespiras).

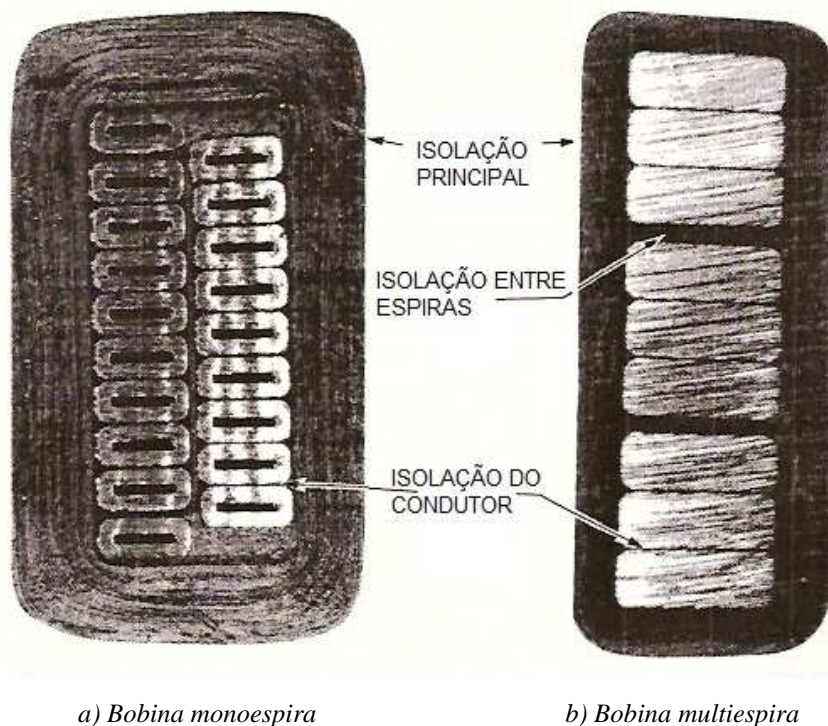


Figura 2.3 – Componentes do isolamento do gerador, vista em corte das bobinas, adaptado de [12]

Os sistemas de isolamento do enrolamento estátórico das máquinas de corrente alternada estão expostos ao estresse devido às tensões de operação em regime permanente e também aos surtos de frente rápida de maiores amplitudes.

Ambos os tipos de tensão estressam a isolação principal, sendo que os surtos de frente rápida também estressam a isolação entre espiras. Se o tempo de crescimento de um surto de tensão é curto (de 0,1 a 0,2 μ s), a maior parte do surto aparecerá na extremidade da bobina que estiver mais próxima do terminal de linha. Esta é uma distribuição de tensão não linear que pode danificar a isolação entre espiras até mesmo

se a magnitude do surto for limitada a um valor que pode ser suportado com segurança pela isolamento principal. Os condutores singelos que formam uma bobina ou barra estão praticamente no mesmo potencial, mesmo sob condições de surto, de forma que a isolamento é usada principalmente para minimizar correntes de dispersão e o efeito pelicular. Da teoria eletromagnética, se um condutor de cobre tiver uma seção transversal grande o suficiente, a corrente tenderá a fluir na periferia do condutor, sendo esse fenômeno conhecido como efeito pelicular, o qual está associado à profundidade de penetração do material, que é a dimensão através da qual a maior parte da corrente flui, que, para o cobre, é de 8,5 mm a 60 Hz. Desse modo, é vantajoso que o condutor tenha várias seções transversais menores e isoladas entre si do que uma única seção de maior valor, de forma a se aproveitar o máximo da seção e, conseqüentemente, reduzir as perdas por Efeito Joule.

De acordo com [9], o padrão de distribuição da tensão de impulso no enrolamento do estator de uma máquina multiespiras pode ser uniforme ou não. Quando a duração da frente de onda de um surto, atingindo um enrolamento, é maior do que o tempo de propagação em uma bobina, como mostrado na Figura 2.4, a distribuição de tensão é uniforme ao longo da bobina. Neste caso, as isolações entre espiras e entre bobinas (isolamento principal) não são estressadas. No entanto, nos casos em que a duração da frente de onda é menor que o tempo de propagação, como mostrado na Figura 2.5, a distribuição torna-se não uniforme, cuja extensão é dependente da magnitude da diferença entre a duração da frente de onda e do tempo de propagação. Quanto maior for essa diferença (duração da frente de onda inferior ao tempo de propagação), maior é o estresse ao qual a isolamento é submetida.

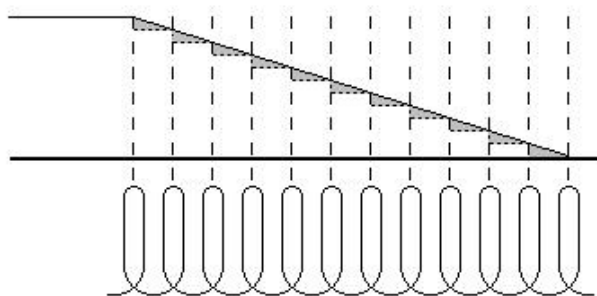


Figura 2.4 – Duração da frente de onda **maior** do que o tempo de propagação [9]

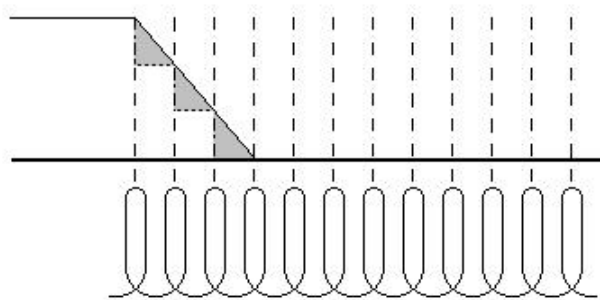


Figura 2.5 – Duração da frente de onda **menor** do que o tempo de propagação [9]

Diversos trabalhos [15, 17, 26, 27, 31, 32, 33, 34, 35] foram publicados mostrando as medições realizadas da distribuição de surtos ao longo do enrolamento das máquinas elétricas rotativas. Em [27], por exemplo, são medidas as tensões entre espiras e também entre as bobinas, para diferentes tempos de frente do surto aplicado, em um motor de indução de 1640 kW, 2 pólos, tendo um total de 20 bobinas por fase, com 8 espiras por bobina. Cada fase do motor possui 2 circuitos paralelos com 10 bobinas por paralelo conectadas em série. A duração das frentes das ondas escolhidas para esses testes foi de 0,2 μ s a 1,0 μ s, sendo representativa de condições reais ou práticas, e de 1,0 a 10,0 μ s, condições que poderiam ser obtidas se alguma medida de proteção para alongar o tempo de frente da onda fosse adotada. A duração da cauda da onda utilizada nos testes foi cerca de 100 μ s.

A Figura 2.6 mostra as formas de onda das tensões entre espiras, produzidas por um impulso de 0,2 μ s de tempo de frente. Ela indica que, com curtas durações dos tempos de frente, a distribuição de tensão na bobina terminal de fase ou linha (ou seja, a primeira bobina próxima aos terminais de fase) é não linear. Os oscilogramas também indicam que as maiores tensões de pico entre espiras são desenvolvidas na extremidade interna da bobina terminal de linha, ou, em outras palavras, na última espira da bobina. Para este motor em especial, a não linearidade da distribuição de tensão entre espiras é evidente apenas para impulsos de tensão com tempos de frente inferiores a 0,6 μ s, conforme pode ser verificado na Figura 2.7, a qual mostra a distribuição de tensão entre espiras para vários tempos de frente.

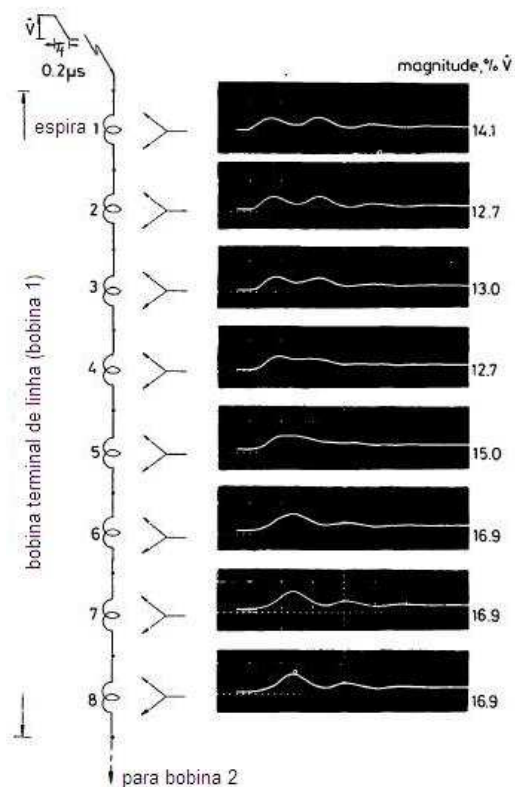


Figura 2.6 – Formas de onda das tensões entre espiras na bobina terminal de fase, para um impulso com tempo de frente igual a $0.2 \mu\text{s}$, adaptado de [27]

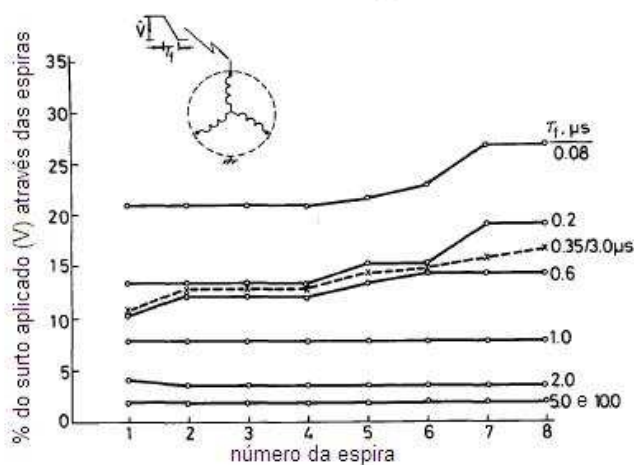


Figura 2.7 – Tensões entre espiras na bobina terminal de fase, devido a vários tempos de frente, adaptado de [27]

Medições de tensão nas bobinas foram realizadas, simultaneamente, com os testes nas espiras. As tensões através das três primeiras bobinas de um paralelo próximas aos terminais de linha são mostradas na Figura 2.8. Nesta figura, nota-se que a tensão sobre a primeira bobina ou bobina terminal de linha pode ser maior em magnitude do que o impulso aplicado, situação onde ondas de impulso com tempos de frente muito curtos são aplicadas. A tensão na segunda e demais bobinas subsequentes é muito menor do

que aquela na primeira bobina, e reduz-se ainda mais quanto mais interna a bobina estiver dentro do enrolamento.

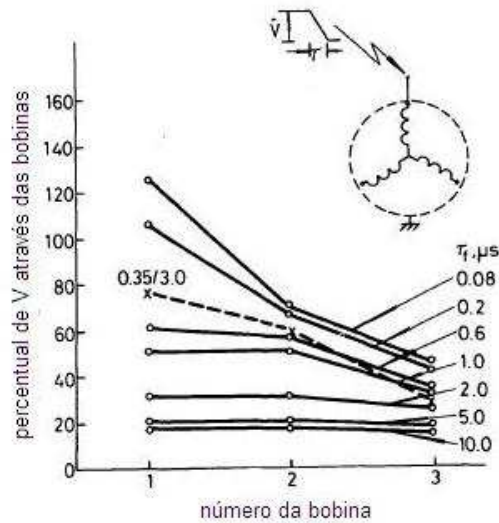


Figura 2.8 – Tensões nas três primeiras bobinas, devido a vários tempos de frente, adaptado de [27]

Os surtos de frente rápida e muito rápida que se propagam através dos terminais da máquina são causados por descargas atmosféricas, operação normal de disjuntores e chaveamento de capacitores para correção de fator de potência [22]. O valor de crista e o tempo de subida do surto na máquina dependem do evento transitório ocorrido, do projeto do sistema elétrico e do número e características de todos os outros dispositivos do sistema. Estes incluem a própria máquina, os cabos ou barramentos que conectam a máquina ao dispositivo de chaveamento ou ao transformador, as características do transformador elevador, o condutor de aterramento, o tipo de dispositivo de chaveamento, o comprimento do barramento do cubículo de manobra (se houver) e o número de circuitos conectados a este barramento. A Figura 2.9 apresenta um arranjo típico de uma usina hidroelétrica. Neste, o gerador G é conectado ao transformador elevador TEL através de barramento blindado de fases isoladas BB, com derivações para os transformadores TSA e TEX e para o cubículo de proteção contra surtos CPS. Pára-raios PRA são instalados nas buchas de alta tensão do transformador elevador para a sua proteção.

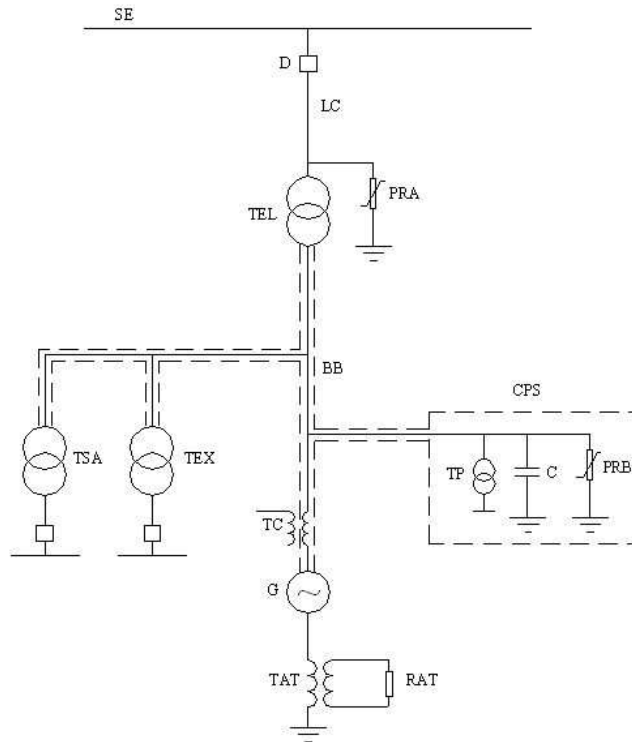


Figura 2.9 – Diagrama unifilar típico de uma usina hidroelétrica

Onde:

G = gerador síncrono;

BB = barramento blindado de fases isoladas ou cabo de média tensão (mostrado na Figura em linhas tracejadas);

TEL = transformador elevador;

CPS = cubículo de proteção contra surtos;

C = capacitor de surto;

PRB = pára-raios de média tensão;

PRA = pára-raios de alta tensão;

TAT = transformador de aterramento;

RAT = resistor de aterramento;

TP = transformador de potencial;

TC = transformador de corrente;

TSA = transformador de serviços auxiliares;

TEX = transformador de excitação;

D = disjuntor de alta tensão;

LC = linha curta;

SE = subestação.

Devido às muitas variáveis envolvidas, as magnitudes e os tempos de subida dos surtos, quando estes atingem os terminais da máquina, podem ser difíceis de estimar. Mesmo quando os níveis de suportabilidade são especificados para os enrolamentos, é desejável, a princípio, que os dispositivos de proteção contra surtos estejam instalados próximos dos terminais da máquina. Conforme é visto no item 2.5 deste trabalho, isto irá aumentar o tempo de subida do surto incidente de tal forma que o mesmo distribuir-se-á por igual, de forma homogênea, através do enrolamento [9, 22, 26, 36, 37, 38].

A baixa suportabilidade ao impulso das máquinas rotativas, aliada ao baixo custo dos dispositivos de proteção e à dificuldade de se prever o real ambiente de surto da máquina e o seu respectivo grau de exposição e vulnerabilidade ao mesmo, indica que as máquinas podem necessitar de seu próprio equipamento de proteção contra surtos, mesmo se elas puderem ser parcialmente protegidas das linhas de conexão aéreas através dos equipamentos de conexão, tais como os transformadores, reguladores, reatores, barramentos ou cabos. No Capítulo 3 são abordados em detalhes os aspectos relacionados à coordenação de isolamento da máquina e de sua proteção.

2.4 A suportabilidade das máquinas elétricas rotativas às ondas impulsivas

A suportabilidade à tensão de impulso de uma máquina rotativa de corrente alternada é mais difícil de ser definida do que aquela de uma peça estática de um equipamento, tal como um transformador ou disjuntor. A isolação dos enrolamentos de uma máquina rotativa é limitada pelo espaço, desempenho e economia. Em virtude da quantidade limitada de isolação que pode ser usada, há duas áreas de vulnerabilidade no mecanismo de isolação [22]:

1. Os esforços de tensão entre o enrolamento e a carcaça. A magnitude da tensão de surto deve ser controlada de modo a limitá-los em níveis menores que a suportabilidade da isolação principal.
2. Os esforços de tensão produzidos entre as espiras individuais de uma única bobina. A taxa de crescimento do surto, fator crítico neste caso, deve ser controlada para limitar o esforço entre espiras em níveis menores que a suportabilidade da isolação entre espiras.

A indústria tem tentado definir a suportabilidade da isolação contra surtos das máquinas rotativas CA baseado nessas vulnerabilidades. Devido à incerteza em se determinar a

suportabilidade contra surtos, até recentemente havia pouca uniformidade para a coordenação de isolamento envolvendo máquinas rotativas CA. Numerosas pesquisas têm sido realizadas a respeito dessa matéria [6, 26, 36, 37, 39].

Em 1981, um artigo de um Grupo de Trabalho do IEEE descreveu a suportabilidade às tensões de impulso de máquinas rotativas CA [40]. Neste trabalho, os autores afirmam, de modo conservativo, que máquinas rotativas CA tendo bobinas circulares de construção multiespiras têm a capacidade de suportar tensões de impulso cujas frentes e amplitudes se situam abaixo da envoltória da Figura 2.10.

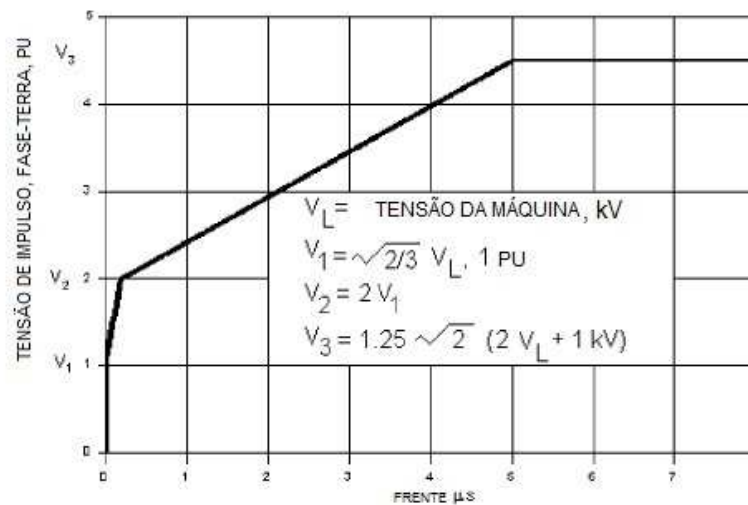


Figura 2.10 - Envoltória da suportabilidade de tensão impulsiva de máquinas com bobinas multiespiras, adaptado de [40]

Três pontos críticos são definidos nesta figura:

- V_1 : para um surto com um tempo de frente próximo de 0 s, a isolação do enrolamento deve suportar apenas a crista da tensão nominal fase-terra.
- V_2 : para surtos com tempos de frente de 200 ns, a isolação do enrolamento deve suportar 2 vezes a crista da tensão nominal fase-terra.
- V_3 : para surtos com tempos de frente de 5 μ s ou mais, a isolação do enrolamento deve suportar 1,25 vezes a crista da tensão do teste de fábrica à frequência industrial, isto é:

$$1,25 (2 V_L + 1 \text{ kV}) \sqrt{2} \text{ [kV]} \quad (2.1)$$

É importante destacar que a envoltória da Figura 2.10 não é a forma de onda no tempo do impulso a ser aplicado para se testar a isolação da máquina. A envoltória ilustra as

magnitudes das tensões de surto, em função de seus tempos de frente, que podem ser impostas às isolações entre espiras e principal da máquina durante sua operação normal. Conseqüentemente, o sistema de isolamento das bobinas deve suportar esses níveis.

Quando de sua definição em [40], a envoltória na Figura 2.10 pretendia representar o nível de tensão de surto fase-terra que todo enrolamento de máquina teria que suportar com segurança, sendo aplicável a todas as máquinas, independentemente do tamanho ou idade. Tal curva não pretendia representar a curva da tensão de ruptura da isolação.

Um grupo de trabalho formado por pesquisadores do EPRI, iniciado em 1987, relatou os valores da probabilidade dos picos dos surtos de tensão e tempos de subida danificarem os sistemas de isolamento das máquinas [26, 36, 37], sugerindo que a sua suportabilidade para um surto de 100 ns poderia ser de 5 pu ao invés de 1,5 pu da curva da Figura 2.10. Várias conclusões apresentadas por este grupo são destacadas:

- A suportabilidade da isolação de uma máquina é muito específica para cada máquina, podendo variar de unidade para unidade com as mesmas características nominais, não sendo, portanto, idênticas; no entanto, elas podem ser agrupadas por tipo.
- A suportabilidade da isolação é função do sistema de isolação utilizado.
- Os esforços produzidos pela tensão de impulso são função dos seguintes pontos: capacitância interespiras e entre espira e carcaça aterrada, coeficiente de reflexão no terminal da bobina, espessura da isolação da espira e da isolação principal, comprimentos da seção da ranhura, permissividade relativa da isolação da bobina, número de espiras por bobina e configuração do enrolamento (número de grupos de bobinas, circuitos paralelos e geometria).

Os resultados obtidos pelo grupo de trabalho em [37] deram origem a uma nova curva de suportabilidade das máquinas, a qual foi incorporada em [2], conforme é visto no próximo item deste trabalho.

A conclusão geral do estudo é que grande parte dos enrolamentos das máquinas de corrente alternada de média tensão tem isolação entre espiras e entre espira e terra suficiente para suportar a maior parte dos surtos que irão usualmente ser encontrados.

Portanto, pode-se afirmar que as conclusões do grupo de trabalho do IEEE [40] constituem um guia para a capacidade mínima de suportabilidade das máquinas frente aos surtos, ao passo que a nova curva de suportabilidade sugerida pelo grupo de trabalho do EPRI [37] constitui-se em um guia mais conservativo para essa suportabilidade.

2.4.1 Ensaios de suportabilidade para máquinas

Desde 1981, os organismos NEMA, IEEE e IEC vêm estabelecendo normas para os ensaios de suportabilidade ao surto para as máquinas elétricas. Dentre os testes sugeridos, o de tensão de surto (“*surge test*”), definido pelas normas IEEE e IEC, consiste de dois procedimentos: um para testar a isolamento principal e outro para avaliar a isolamento entre espiras, enquanto que aquele definido pela NEMA consiste de um único procedimento, conforme será visto a seguir:

- *NEMA MG-1 [3]*

Os enrolamentos estatóricos devem ser projetados para terem uma suportabilidade ao surto de 2 pu, com um tempo de subida de 0,1 a 0,2 μs , e 4,5 pu com um tempo de subida de 1,2 μs ou maior. Um pu é o valor de crista da tensão nominal fase-terra da máquina, ou seja, $1 \text{ pu} = V_L \sqrt{2/3}$, sendo V_L a tensão nominal fase-fase em kV.

- *IEEE Std 522-2004 [2]*

A suportabilidade global de uma bobina contra surtos de tensão em uma máquina, obtida a partir dos estudos realizados pelo grupo de trabalho do EPRI [37], pode ser definida como se segue:

- Tanto a isolamento principal como aquela entre espiras devem suportar uma onda de tensão impulsiva situada dentro de uma envoltória limitada pelas linhas retas entre três pontos de um traçado linear com ordenada em pu e abscissa em μs :
 - 1,0 pu com um tempo de frente próximo de 0,0 μs (degrau);
 - 3,5 pu com um tempo de frente de 0,1 μs ;
 - 5,0 pu com um tempo de frente de 1,2 μs ou maior.

onde $1 \text{ pu} = \sqrt{2/3} V_L$, sendo V_L a tensão nominal fase-fase em kV.

A envoltória desta suportabilidade está representada na Figura 2.11.

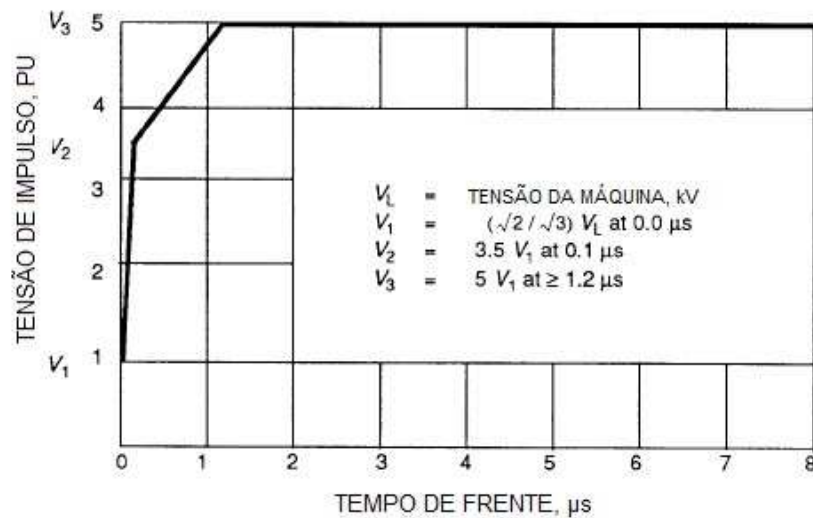


Figura 2.11 - Envoltória de suportabilidade de impulso de uma bobina elétrica, adaptado de [2]

Cabe aqui destacar mais uma vez que a envoltória da Figura 2.11 não é a forma de onda no tempo a ser aplicada para se testar a isolamento da máquina, e sim as magnitudes das tensões de surto em função de seus tempos de frente as quais o sistema de isolamento do enrolamento deve suportar.

Alternativamente, se acordado entre o fabricante e o cliente, a envoltória da Figura 2.10 pode ser usada para se testar as bobinas das máquinas cuja probabilidade de se conviver com surtos de frente rápida e alta magnitude seja baixa.

- IEC 60034-15 – 1995 [10]

No tocante à suportabilidade da isolamento das máquinas, a IEC especifica os seguintes testes:

1. Isolação principal: aplicação de uma forma de onda de 1,2x50 μs , com uma tensão de crista da onda igual ao BIL (“Basic Insulation Level”), onde $BIL = 4V_L + 5$ kV (V_L é a tensão nominal em kV).

2. Isolação entre espiras: aplicação de uma forma de onda oscilatória, com um tempo de frente da primeira crista de 0,2 μs , com tolerância de +0,3 μs e -0,1 μs , e uma tensão de pico igual a 0,65xBIL. O “tempo de frente” da IEC é aproximadamente 1,25 vezes o “tempo de subida” da NEMA.

Em síntese, a Tabela 2.2 mostra uma equivalência das suportabilidades de surto para tempos de frente de 1,2 μ s ou maiores pelas normas vigentes, para algumas tensões nominais comumente usadas.

Tabela 2.2 – Comparação da suportabilidade de surto das máquinas para uma onda de 1,2 μ s ou maior, pelas normas vigentes

Tensão nominal (V)	Suportabilidade NEMA	Suportabilidade IEEE	BIL IEC
2400	9 kV	10 kV	15 kV
4160	15 kV	17 kV	21 kV
13800	51 kV	56 kV	60 kV

Na referência [24], de 2007, os autores sugerem uma atualização na filosofia de proteção contra surtos das máquinas, propondo algumas metodologias de dimensionamento baseadas na probabilidade de ocorrência dos surtos e na suportabilidade das máquinas. O objetivo final dos autores é prever a amplitude e o tempo de subida dos surtos nos terminais da máquina, os quais são então comparados com os requerimentos de suportabilidade das normas IEC e IEEE, fornecendo enfim um guia prático de aplicação. No entanto, a metodologia descrita no artigo contempla apenas a proteção para as máquinas com enrolamentos tipo multiespiras e que são alimentadas através de cabos isolados, em especial os motores com potência nominal entre 500 e 20.000 HP e com tensão nominal entre 4,16 e 13,2 kV. Máquinas com enrolamentos tipo monoespiras e alimentadas através de barramentos blindados não estão inseridas na metodologia proposta. Além disso, para a estimativa dos níveis dos distúrbios, é dada muita ênfase às características dos cabos e muito pouca às características das máquinas. Para validar a metodologia, os resultados obtidos para um determinado motor são comparados com aqueles obtidos quando se aplica a metodologia proposta na referência [41]. Ao final, os autores concluem que uma proteção dedicada na máquina contra os surtos de tensão deve ser desejável mesmo quando os cálculos mostram que ela poderia ser dispensada. O baixo custo desses dispositivos, aliado ao alto custo associado ao risco de perda de uma máquina ou a perda de produção, justifica, por si só, a sua aplicação.

2.5 A proteção das máquinas contra os surtos de tensão

Os meios básicos de proteção das máquinas elétricas rotativas contra os surtos, conforme já mencionado no Capítulo 1, têm sido reduzir a taxa de crescimento do surto através de uma capacitância e limitar a tensão que pode aparecer neste circuito através de supressores de surto (pára-raios) em paralelo com a capacitância, que por sua vez são conectados às três fases da máquina a ser protegida, em uma ligação fase-terra. Além disso, a associação de uma indutância em série com essa associação em paralelo da capacitância com o pára-raios também ajuda na redução da taxa de crescimento do surto [22]. A indutância pode ser apenas aquela própria das conexões da máquina (fonte ou cabos de saída) ou aquela de um transformador. Devido ao fato do surto de tensão poder ser representado por uma fonte de tensão fase-terra, a capacitância da própria fonte ou do cabo de saída pode ser a capacitância para a terra, ou ainda pode ser um capacitor de proteção contra surtos conectado entre o terminal da máquina e a terra.

A Figura 2.12 apresenta um circuito equivalente simplificado que representa os parâmetros da máquina e seus equipamentos de conexão e alimentação. Da teoria de circuitos elétricos, considerando as grandezas típicas do circuito envolvendo a máquina, se terá sempre que $RC < 4L/R$. Se uma tensão (constante) E_a é subitamente aplicada ao circuito, como na Figura 2.12, e considerando ainda que $RC < 4L/R$, a tensão através da capacitância e_c será oscilatória, oscilando em torno de E_a com uma frequência igual a $1/(2\pi\sqrt{LC})$ até que as perdas em R amorteceram as oscilações. Essas atingem seu pico em um tempo igual a $T/2$; através da escolha dos valores de L e C , conforme é visto a seguir, um mínimo tempo $T/2$ pode ser fixado. Apenas isto, entretanto, não limita a taxa de crescimento de e_c , de forma que a tensão E_a deve ser limitada também. Dois valores de E_a são mostrados na Figura 2.11 para ilustrar que se E_a é elevado, sua taxa de crescimento também o é, visto que $T/2$ permanece o mesmo.

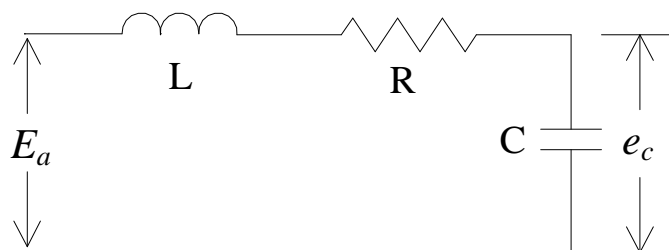


Figura 2.12 - Circuito RLC representativo do circuito de alimentação da máquina

Portanto, três elementos são requeridos para limitar a taxa de crescimento de e_c :

- uma capacitância C ;
- uma indutância L ;
- um terceiro elemento limitador de E_a .

Na prática, E_a é fixada por um supressor de surto entre a fonte do surto e a indutância L , o qual pode ser, por exemplo, aquele que é normalmente instalado nas buchas de alta tensão de um transformador elevador de uma usina hidroelétrica. A máquina é conectada em paralelo com a capacitância C , a qual pode ser representada pela soma das capacitâncias do lado de média tensão do transformador, do cabo de alimentação e do capacitor de surtos, de maneira que o surto de tensão através do capacitor, e_c , apareça entre o terminal e a carcaça aterrada da máquina.

Todavia, estes três componentes não protegem completamente a máquina. A Figura 2.13 mostra que uma tensão não amortecida e_c pode teoricamente atingir o dobro do valor de E_a devido à oscilação. Na prática, isto é improvável devido ao amortecimento proporcionado por R . No entanto, o valor de crista de e_c pode exceder E_a em um valor considerável e por em risco a isolamento principal da máquina. É necessário, portanto, restringir e_c para um valor até mesmo menor que E_a de modo a garantir uma boa proteção. Isto é feito através do uso de um segundo supressor de surto, em paralelo com o capacitor e os terminais da máquina. Assim, quando e_c atinge a tensão de descarga deste segundo supressor, ele limita e_c , tal como indicado pela linha tracejada da Figura 2.13 (“Efeito do Supressor”).

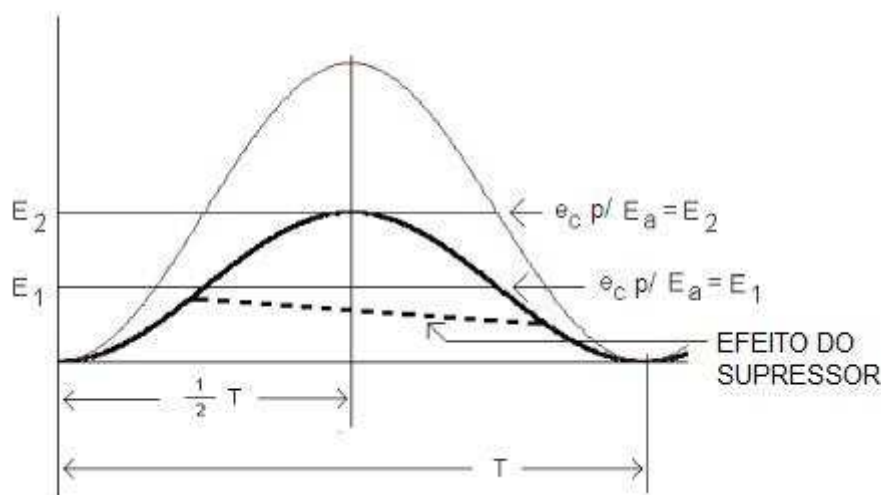


Figura 2.13 – Tensão e_c através do capacitor e o efeito limitador do supressor, adaptado de [22]

O circuito completo de proteção para máquinas rotativas é então mostrado na Figura 2.14, o qual consiste de quatro componentes: o supressor A_L , que limita o surto

incidente; a indutância L e a capacitância C , que aumentam o tempo de crista e limitam a taxa de crescimento da tensão nos terminais da máquina M ; e o supressor A_M , que limita a magnitude da tensão do terminal da máquina para a carcaça M_F .

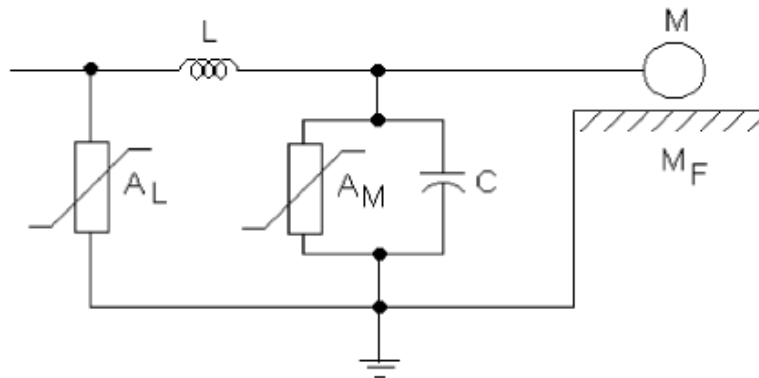


Figura 2.14 – Sistema básico de proteção de uma máquina elétrica rotativa [22]

A indutância L pode ser uma bobina ou um reator limitador de corrente, mas é usualmente um transformador ou um trecho de linha ou cabo. A capacitância equivalente C é geralmente constituída pelo capacitor de surtos e pela capacitância equivalente dos cabos, sendo que em alguns casos apenas essa última pode ser suficiente. O supressor de linha, A_L , é usualmente um supressor padrão de distribuição tipo óxido metálico instalado próximo às buchas de alta tensão do transformador. O supressor da máquina, A_M , é usualmente projetado com baixa tensão de descarga [22]. A capacidade de absorção de energia não é um problema para estes supressores projetados especialmente para a proteção de máquinas rotativas.

A limitação da taxa de crescimento da tensão pode ser obtida com várias combinações de L e C . Como a indutância L é aquela natural do próprio circuito (transformador, cabo ou barramento, terminais, etc), normalmente a opção de escolha para um determinado valor de projeto recai sobre a escolha do capacitor de surtos que compõe a capacitância total C , o qual é um elemento concentrado.

A Figura 2.15 ilustra graficamente o efeito combinado das proteções da máquina, associado a sua suportabilidade frente aos impulsos de tensão [24].



Figura 2.15 – Exemplo de proteção com os efeitos combinados do capacitor e do pára-raios, adaptado de [24]

A prática do projeto dos dispositivos de proteção contra surtos, até o ano de 1981, era tal que o tempo de frente dos surtos de tensão era estendido para no mínimo 10 μs , margem considerada segura para a maioria das máquinas à época [22]. A partir do ano de 1981, com a publicação de um artigo [4] que deu origem à norma *IEEE Std C62.21 “Guide for the Application of Surge Voltage Protective Equipment on AC Rotating Machinery 1000 V and Greater”* [22], o dimensionamento dos dispositivos de proteção para que se consiga uma frente de surto de 5 μs , com uma magnitude igual a $2U_n + 1 \text{ kV}$, onde U_n (em kV) é a tensão nominal de linha da máquina, tem sido aceita como segura para a maior parte das máquinas, no sentido de não ameaçar a integridade de sua isolamento. No caso das grandes máquinas modernas com bobinas de uma ou duas espiras, frentes de 3 e 4 μs são ainda consideradas seguras. Contudo, a dimensão para a qual sucessivos impulsos podem envelhecer a isolamento da máquina não é conhecida com segurança [22], de maneira que a frente de 5 μs para todas as máquinas é aconselhável por esta razão.

Uma prática aceitável, de acordo com a referência [22], é usar uma capacitância concentrada de 0,5 μF para máquinas com tensão entre 2400 e 6900 V, 0,25 μF entre 11,5 e 13,8 kV e 0,125 μF para tensões de 14,4 kV e maiores. Para se atingir 5 μs de tempo de subida, as indutâncias série (caso concentradas) devem estar na faixa de 20 μH em 2400V até 80 μH em 14,4 kV.

A configuração de um capacitor de surtos em paralelo com um pára-raios, agrupados em um único cubículo, é a configuração atualmente utilizada para a proteção dos hidrogeradores das usinas. Na prática, a capacitância de valor “padronizado” de 0,25 μF por fase é amplamente usada sem muita preocupação em se dimensionar com maior critério, através de memoriais de cálculo ou simulações computacionais, um valor mais

adequado ou preciso. Os pára-raios mais utilizados são os de óxido metálico, dimensionados em função da tensão nominal do sistema.

Além disso, a atual prática de instalação dos cubículos de surto tem sido a sua colocação o mais próximo possível dos terminais da máquina, já que a maioria dos atuais estudos de coordenação de isolamento considera que a máquina pode ser representada por uma capacitância concentrada de baixo valor, normalmente a capacitância de placa fornecida pelo fabricante. Entretanto, será visto no Capítulo 3 que nem sempre esta solução conduz a resultados mais vantajosos do ponto de vista da coordenação de isolamento.

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentado um panorama geral acerca dos surtos que podem atingir as máquinas elétricas rotativas, contemplando os aspectos gerais dos isolamentos das máquinas, a suportabilidade das máquinas frente a esses surtos e os métodos usuais de proteção mais utilizados atualmente. Foi mencionado que a isolação principal das máquinas possui uma boa suportabilidade com relação aos surtos rápidos, sendo que a área de maior vulnerabilidade desse isolamento está associada à amplitude dos distúrbios, e não ao seu tempo de frente. Já o isolamento entre espiras das máquinas possui a sua maior vulnerabilidade associada aos tempos de subida dos surtos rápidos, os quais produzem uma distribuição não linear de tensão ao longo da bobina e podem gerar diferenças de potencial entre espiras de tal magnitude que poderiam ultrapassar os níveis de suportabilidade especificados pelas normas e causar uma ruptura nesse isolamento.

Portanto, as grandes máquinas monoespiras, com potência nominal de aproximadamente 45 MVA ou maior, tais como os médios e grandes hidro e turbogeradores, cujo enrolamento é do tipo barra e que possuem apenas a isolação principal, têm a sua maior preocupação associada às amplitudes dos surtos. Por sua vez, as máquinas de médio e pequeno porte multiespiras, com potência nominal normalmente abaixo de 45 MVA, que além dos pequenos geradores abrangem também os grandes motores, cujo enrolamento é do tipo bobina e, além da isolação principal, possuem também a isolação entre espiras, tem a sua maior preocupação associada aos tempos de subida dos surtos.

Foi também constatado que a prática da proteção das máquinas contra os surtos de tensão não apresenta uma padronização, sendo que sequer existe uma norma específica para a proteção das grandes máquinas monoespiras. Ela é até mesmo dispensada em alguns casos e depende muito da prática de projeto de cada empresa, conforme visto no Capítulo 1.

3 Modelagem das máquinas e coordenação de isolamento

3.1 Considerações iniciais

Conforme já discutido no Capítulo 1, a definição e a padronização de uma modelagem para as máquinas elétricas rotativas, considerando os fenômenos de alta frequência, não é uma tarefa simples. Vários trabalhos e artigos têm sido publicados [12, 13, 14, 18, 19, 34, 35, 42, 43] buscando modelar as máquinas, de forma a se poder estimar, com razoável precisão, as sobretensões resultantes nas mesmas e verificar se essas estão dentro dos níveis aceitáveis de suportabilidade. Porém, o que se observa nesses trabalhos é uma variedade de modelos com abordagens e metodologias diferentes, conduzindo geralmente a resultados divergentes. Grande parte desses modelos é validada através de medições de campo e laboratório; no entanto, é interessante notar que, mesmo assim, considerando ainda que as mesmas sejam confiáveis, os resultados teóricos ou simulados obtidos de uma mesma máquina, mas provenientes de modelos distintos, são bastante diferentes.

No geral, as validações dos modelos são realizadas através de ensaios de resposta em frequência dos enrolamentos e através de medições das respostas dos enrolamentos a uma onda de impulso aplicada em uma fase da máquina.

Neste contexto, no presente capítulo é apresentada a modelagem das máquinas elétricas rotativas frente aos surtos de tensão, considerando os surtos oscilatórios e os rápidos. Os barramentos blindados de fases isoladas e os cabos isolados que alimentam as máquinas também são modelados, baseado em modelos disponíveis na literatura [12, 42]. São avaliados alguns modelos disponíveis na literatura para cada tipo de surto considerado, ou seja, os surtos oscilatórios e os surtos rápidos, cuja definição e detalhamento foram vistos no Capítulo 2 deste trabalho. Análises comparativas são realizadas para três máquinas reais considerando esses modelos.

Em seguida, é discutida a aplicação da proteção contra surtos de tensão dentro do contexto da coordenação de isolamento da máquina, onde é enfatizada a influência da distância de proteção nas sobretensões resultantes na máquina.

3.2 Modelagem das máquinas elétricas e das linhas de alimentação

Neste item são analisadas as modelagens das máquinas elétricas rotativas de acordo com a natureza dos surtos incidentes em seus terminais, os quais foram vistos no Item 2.2 deste trabalho, a saber: os surtos oscilatórios e os surtos rápidos. São apresentados ainda os modelos utilizados para a representação das linhas de alimentação das máquinas, quais sejam, os barramentos blindados de fases isoladas e os cabos isolados.

3.2.1 Modelagem das máquinas elétricas para surtos oscilatórios

Quatro modelos são analisados para a representação do enrolamento da máquina frente aos transitórios oscilatórios:

1. Linha de transmissão com parâmetros distribuídos (*MSO-1*) [12, 20];
2. PI equivalente para distúrbios balanceados (*MSO-2*) [12, 20, 42];
3. PI equivalente para distúrbios desbalanceados (*MSO-3*) [12, 42];
4. Modelo baseado na frequência característica do surto transferido (*MSO-4*) [14].

MSO-1 – Linha de transmissão com parâmetros distribuídos [12, 20]

Este modelo, baseado na teoria das linhas de transmissão e mostrado na Figura 3.1, é definido através de uma impedância característica Z_d , um tempo de trânsito T_d e uma relação X/R entre a reatância indutiva X por unidade de comprimento, onde $X = \omega L$, e a resistência R da linha por unidade de comprimento, onde R representa as perdas na linha na frequência ω considerada. Todos estes parâmetros geralmente variam com a frequência devido ao efeito pelicular no cobre e no núcleo magnético. No entanto, de acordo com [12], resultados experimentais e considerações físicas mostram que L , Z_d , T_d e a relação X/R permanecem constantes entre a frequência industrial e 100 kHz. Conseqüentemente, R por si própria varia linearmente com a frequência, causando um aumento da inclinação das ondas tipo degrau à medida que elas se propagam através do enrolamento, já que as frequências associadas ao degrau diminuem com o tempo. Como esta redução de R no tempo é difícil de modelar, a simulação de distúrbios tipo degrau em máquinas elétricas é menos apropriada usando o modelo de linha distribuída do que os modelos PI, a serem vistos no próximo item deste trabalho. Por outro lado, distúrbios

oscilatórios tais como aqueles associados com múltiplas reflexões na linha curta de alta tensão (ver Figura 2.9) são mais precisamente simulados usando o modelo de linha a parâmetros distribuídos do que esses modelos PI.

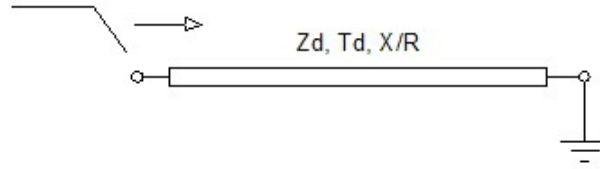


Figura 3.1 – Modelo do enrolamento do estator como uma linha de transmissão com parâmetros distribuídos

Em [12], é sugerido um argumento adicional para a consideração de que R varia linearmente com a frequência. O fator de “overshoot” ζ , associado a surtos tipo degrau aplicados a circuitos de segunda ordem, é definido por

$$\zeta = 1 + \exp(-\pi R/2X) \text{ [pu]}, \quad (3.1)$$

onde 1 pu é a tensão aplicada. Segundo os autores, os transitórios associados aos componentes do sistema de potência se caracterizam por ter um “overshoot” constante, fazendo com que R na Equação (3.1) varie linearmente com a frequência. Por exemplo, em [44] são relatadas medições realizadas em cinco grandes motores, as quais sinalizaram a existência de uma faixa bem estreita na variação deste fator, a saber, de 1,7 até 2,0.

Segundo os autores de [12], amparados por medições de resposta em frequência dos enrolamentos, a indutância L e a capacitância C por unidade de comprimento vezes o comprimento do enrolamento s são bem aproximados, respectivamente, pela indutância subtransitória de placa L_d'' e pela capacitância fase-terra do enrolamento C_d indicada pelo fabricante. As perdas no enrolamento da máquina podem ser empiricamente modeladas assumindo um X/R médio igual a 7, e um fator de “overshoot” ζ de 1,80 pu.

Para uma linha praticamente sem perdas, o período de propagação no enrolamento é o quociente do comprimento s e a velocidade de propagação, ou seja,

$$T_d = s\sqrt{LC} = \sqrt{L_d'' \cdot C_d} \text{ [s]} \quad (3.2)$$

A impedância característica, assumindo ainda uma linha sem perdas, pode ser dada por

$$Z_d = \sqrt{L/C} = \sqrt{L_d''/C_d} \quad [\Omega] \quad (3.3)$$

Portanto, para a modelagem da máquina como uma linha de transmissão com parâmetros distribuídos, utiliza-se um modelo de linha onde se entra com os parâmetros T_d , Z_d , e X/R , calculados a partir das Equações (3.2) e (3.3), e considerando $X/R = \omega L_d''/R_d$ igual a 7, onde R_d é a resistência distribuída do enrolamento.

Os autores em [42] apresentam um exemplo do cálculo da velocidade de propagação nos enrolamentos para uma determinada máquina através das Equações (3.2) e (3.3), onde o comprimento s do enrolamento é conhecido, sendo obtido um valor de 20% da velocidade da luz c . Essa velocidade é muito menor do que aquelas calculadas individualmente para as regiões das ranhuras e das cabeças de bobina dessa mesma máquina, em função da constante dielétrica, onde foram obtidos valores de 70% de c e 100% de c , respectivamente. Os autores atribuem essa diferença às múltiplas reflexões resultantes de uma alternância nas impedâncias de surto das regiões das ranhuras e cabeças de bobina, cujos valores calculados são de 7 e 100 Ω , respectivamente. Em outras palavras, apenas uma pequena componente do distúrbio inicial é transmitida através dessas discontinuidades até o outro extremo do enrolamento.

A Figura 3.2 mostra uma vista esquemática planificada do enrolamento do estator, mostrando as regiões das ranhuras no núcleo magnético e as regiões das cabeças de bobina. A Figura 3.3 mostra uma foto da vista interna do estator de um grande hidrogerador de 116 MVA e 14,4 kV, sem o rotor, indicando essas mesmas regiões.

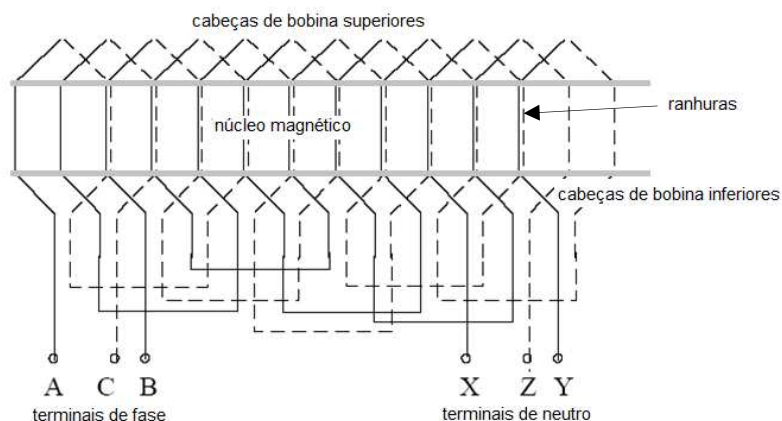


Figura 3.2 – Vista planificada esquemática do enrolamento do estator



Figura 3.3 – Foto da vista interna do enrolamento do estator de um grande hidrogerador de 116 MVA e 14,4 kV, sem o rotor

A frequências entre 1 e 100 kHz, a impedância do gerador vista pelo sistema depende da polaridade relativa e do nível de distúrbio visto por cada terminal de fase [12]. Muitos transitórios oscilatórios experimentados pelos geradores são balanceados, não tendo componente de modo terra ou modo comum devido ao delta existente nos transformadores elevadores conectados aos geradores. Conseqüentemente, o neutro da máquina permanece no potencial de terra e o enrolamento se comporta como uma linha remotamente aterrada.

Segundo [12, 20], a impedância de entrada Z_{sc} de uma fase do gerador com o terminal remoto (ou de neutro) aterrado pode ser aproximada pela seguinte equação:

$$Z_{sc} = Z_d \tanh(\alpha s + j\beta s) = Z_d \frac{\sinh(\alpha s) \cos \beta s + j \cosh(\alpha s) \sin \beta s}{\cosh(\alpha s) \cos \beta s + j \sinh(\alpha s) \sin \beta s} [\Omega] \quad (3.4)$$

onde:

Z_d [Ω] é a impedância distribuída do enrolamento;

$$\beta s = \omega T_d = \omega \sqrt{L_d'' C_d} \text{ [rad]}, \quad (3.5)$$

é o comprimento elétrico do enrolamento, que corresponde ao número de comprimentos de onda presentes em radianos, e

$$\alpha s = R_d / (2Z_d) \text{ [nepers]}, \quad (3.6)$$

é a constante de atenuação do enrolamento

Por exemplo, para frequências próximas da ressonância a um quarto de comprimento de onda, βs é igual a $\pi/2$ e Z_{sc} atinge um máximo na Equação (3.4). Para pequenas perdas, $\sinh \alpha s$ e $\cosh \alpha s$ na Equação (3.4) são aproximadamente iguais a αs e 1 , respectivamente. O denominador pode ser racionalizado usando o conjugado complexo, resultando após simplificações em:

$$Z_{sc} \approx Z_d / (\alpha s \cdot \sin^2 \beta s) + jZ_d (\cot \beta s) / \alpha s^2 [\Omega], \quad (3.7)$$

onde apenas a parte real é significativa, já que $\cot(\pi/2)$ é igual a zero.

A Figura 3.4 mostra a resposta em frequência de uma fase do enrolamento do gerador modelado como uma linha de transmissão, com o terminal remoto aterrado, onde a sua impedância de entrada (logaritmo da magnitude) Z_{sc} é traçada em função do comprimento elétrico do enrolamento βs . A curva apresenta uma periodicidade regular em torno da impedância de surto Z_d , decorrente da função tangente da Equação (3.4), enquanto a amplitude decresce devido ao aumento da atenuação com a frequência.

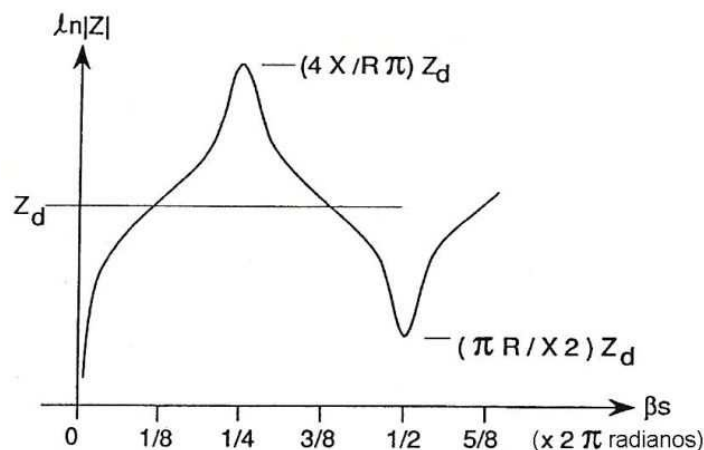


Figura 3.4 – Impedância de entrada do gerador (logaritmo da magnitude) Z_{sc} modelado como uma linha de transmissão, com o terminal remoto aterrado, em função do comprimento elétrico do enrolamento, adaptado de [12]

Essa resposta é representativa do enrolamento do gerador modelado como uma linha de transmissão, com o terminal remoto aterrado, nas frequências de até 100 kHz [12].

Resumindo, o Modelo 1 para surtos oscilatórios baseado na teoria das linhas de transmissão representa o enrolamento da máquina para as frequências de até 100 kHz. Os parâmetros a serem calculados são o tempo de trânsito T_d , a impedância característica Z_d , representadas pelas Equações (3.2) e (3.3), respectivamente, e as perdas na linha por unidade de comprimento, representadas por R , assumindo uma

relação X/R igual a 7. Neste modelo, os valores de T_d , Z_d e X/R podem ser considerados constantes nas frequências de até 100 kHz. A simulação de distúrbios tipo degrau é menos apropriada usando este modelo, já que a resistência R diminui linearmente com a frequência. No entanto, quando uma grande precisão não for necessária, este modelo pode ser útil pela sua simplicidade. Por outro lado, distúrbios oscilatórios tais como aqueles associados com múltiplas reflexões em uma linha curta são mais precisamente simulados usando este modelo.

As Equações (3.4), (3.5) e (3.6) e o gráfico da Figura 3.4 são úteis para a obtenção dos parâmetros do modelo do gerador baseado no circuito PI equivalente, a ser discutido no próximo item.

MSO-2 – PI equivalente para distúrbios balanceados [12, 20, 42]

Além da representação da máquina através do modelo de linha de transmissão, [12, 20] apresentam também a modelagem da máquina através de um circuito PI equivalente, conforme é visto a seguir.

Distúrbios balanceados são definidos em [12] como aqueles cuja soma das tensões no terminal de neutro seja igual a zero, ou seja, o mesmo surto é transferido nas três fases. Por exemplo, transitórios originados no sistema de transmissão em alta tensão e que são transmitidos ao lado de baixa tensão através do transformador elevador de uma usina, considerando que a configuração usual dos enrolamentos deste tipo de transformador é Y / Δ , com o delta do lado do gerador, irão resultar em tensões nos terminais do gerador cuja a soma será igual a zero.

A Figura 3.5 mostra uma rede PI equivalente para a representação trifásica dos enrolamentos de um gerador, cujos parâmetros L_e , C_e e R_e são definidos mais adiante.

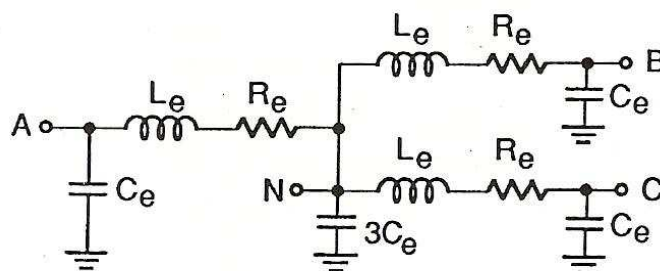


Figura 3.5 – Modelo PI equivalente trifásico para o enrolamento de um gerador [12]

Considerando que nos distúrbios balanceados a soma das tensões nos terminais da máquina será igual a zero, por simetria o neutro N irá permanecer no potencial de terra e cada fase do enrolamento pode ser considerada como aterrada no terminal remoto ou de neutro. Dessa forma, cada fase do enrolamento do gerador pode ser modelada de acordo com a Figura 3.6, a qual mostra um circuito PI equivalente simplificado para distúrbios balanceados.

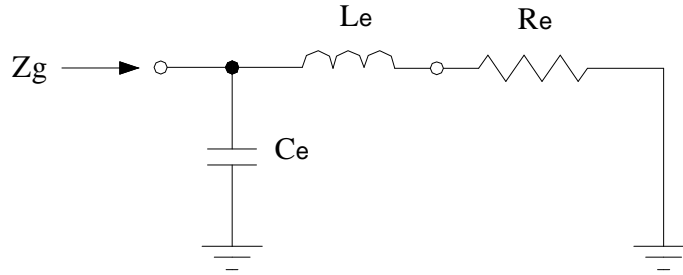


Figura 3.6 – Modelo PI equivalente monofásico de um gerador para transitórios balanceados [12]

Neste modelo, os elementos R_e , L_e e C_e devem ser tais que a impedância de entrada Z_g de uma fase do enrolamento mostrada na Figura 3.6 se aproxime da impedância de entrada do gerador mostrada na Figura 3.4. L_e representa a indutância subtransitória de placa L_d'' . C_e é escolhido de forma que a frequência de ressonância paralela deste modelo iguale à frequência na qual a impedância de entrada do gerador na Figura 3.4 seja máxima. Então, da Figura 3.4 no ponto de máximo, e da Equação (3.5), tem-se que:

$$\beta s = \omega \sqrt{L_d'' C_d} = (1/4).2\pi = \pi/2 \text{ [rad]} \quad (3.8)$$

$$\omega = \pi/2 \sqrt{L_d'' C_d} \text{ [rad/s]} \quad (3.9)$$

Na ressonância, para o circuito da Figura 3.6, tem-se que:

$$\omega = 1/\sqrt{L_d'' C_e} \text{ [rad/s]} \quad (3.10)$$

Igualando as Equações (3.9) e (3.10), tem-se que:

$$\pi/2 \sqrt{L_d'' C_d} = 1/\sqrt{L_d'' C_e} \quad (3.11)$$

$$C_e = (2/\pi)^2 C_d = 0,405 C_d \text{ [F]} \quad (3.12)$$

Onde C_d é a capacitância de placa a 60 Hz do enrolamento por fase, fornecida pelo fabricante.

A resistência R_e é escolhida de tal forma que a impedância de carga máxima da Figura 3.4, dada pela Equação (3.14), seja igual à impedância correspondente à frequência de ressonância paralela Z_r do circuito da Figura 3.6. Desta forma, tem-se que:

$$Z_{1/4} = Z_r \quad (3.13)$$

Da Figura 3.4, tem-se que:

$$Z_{1/4} = Z_d 4X_d / R_d \pi \text{ } [\Omega] \quad (3.14)$$

A impedância de entrada Z_g do circuito da Figura 3.6 é dada por:

$$Z_g = X_{C_e} // (X_{L_e} + R_e)$$

$$Z_g = \frac{j\omega L_E + R_E}{1 - \omega^2 L_E C_E + j\omega R_E C_E} \text{ } [\Omega] \quad (3.15)$$

Na ressonância paralela, tem-se que:

$$\omega^2 L_E C_E = 1 \quad (3.16)$$

Substituindo a Equação (3.16) na Equação (3.15), e assumindo que na ressonância o termo Z_g torna-se Z_r , tem-se que

$$Z_r = \frac{j\omega L_E + R_E}{j\omega R_E C_E} \text{ } [\Omega] \quad (3.17)$$

Considerando pequenas perdas, tem-se que $j\omega L_E \gg R_E$. Portanto, a Equação (3.17) torna-se:

$$Z_r = \frac{j\omega L_E}{j\omega R_E C_E} \text{ } [\Omega] \quad (3.18)$$

$$Z_r = L_e / C_e R_e \text{ } [\Omega] \quad (3.19)$$

Portanto, da Equação (3.13), e igualando as Equações (3.14) e (3.19), tem-se:

$$Z_{1/4} = Z_r$$

$$Z_d 4X_d / R_d \pi = L_e / C_e R_e \quad (3.20)$$

Fazendo $L_e = L_d''$, $X_d = \omega L_d''$, e considerando que, da Equação (3.9), $\omega = \pi / 2 \sqrt{L_d'' C_d}$, tem-se, após a substituição desses termos na Equação (3.20) e após as simplificações, que:

$$R_e = \pi^2 R_d / 8 = 1,234 R_d [\Omega], \quad (3.21)$$

onde $R_d = \omega L_d'' / 7$, conforme assumido anteriormente no *Modelo 1*, e $\omega = \frac{1}{\sqrt{L_e C_e}}$, da Equação (3.16).

Desse modo, os parâmetros do circuito da Figura 3.6 são então sumarizados:

$$C_e = 0,405 C_d [\mu F] \quad (3.22)$$

$$L_e = L_d'' [mH] \quad (3.23)$$

$$R_e = 1,234 R_d [\Omega] \quad (3.24)$$

Este modelo é o mais apropriado para frequências iguais e menores que a frequência de ressonância da máquina a um quarto do comprimento de onda, sendo o mais apropriado para o modelamento da transferência indutiva de surtos atmosféricos, o qual tem natureza oscilatória e cobre um grande espectro de frequências de até 100 kHz [12].

Algumas variações acerca dos parâmetros do modelo da Figura 3.6 e definidos pelas Equações (3.22) a (3.24), são sugeridas pelos autores em [12]. Por exemplo, um modelo otimizado para a frequência natural do gerador isolado, como é necessário nos casos de estudo das tensões de recuperação transitórias, é dado por:

$$C_e = 0,637 C_d [\mu F] \quad (3.25)$$

$$L_e = 0,637 L_d'' [mH] \quad (3.26)$$

$$R_e = 0,5 R_d [\Omega], \quad (3.27)$$

com os parâmetros C_d , L_d'' e R_d conforme definido anteriormente.

De uma forma geral, o modelo PI paralelo exibe uma baixa impedância a uma frequência igual a zero, aumentando para uma alta impedância no ponto de ressonância paralela, seguindo para um decaimento devido à reatância capacitiva. Comparando esse

comportamento com a resposta da Figura 3.6, percebe-se que o mesmo se aplica para comprimentos de onda inferiores a $3/8$.

MSO-3 – PI equivalente para distúrbios desbalanceados [12, 42]

Além da representação da máquina através do modelo de linha de transmissão e do modelo PI para distúrbios balanceados definidos anteriormente, os autores em [12, 42] apresentam também a modelagem da máquina através de um circuito PI paralelo para os distúrbios desbalanceados.

Nos distúrbios desbalanceados, o potencial de neutro é diferente de zero, sendo portanto diferente do potencial de terra, com a circulação de correntes de modo comum pelo terminal de neutro. Um exemplo de um distúrbio desbalanceado é um degrau de tensão aplicado à fase A de um enrolamento, com as fases B e C em aberto. Este tipo de transferência de fase para fase ocorre, por exemplo, quando a tensão de "*prestrike*" que aparece durante o fechamento do primeiro pólo de um disjuntor, propaga através do enrolamento do gerador.

A princípio, a máquina poderia ser representada através do modelo balanceado da Figura 3.6, acrescentando-se as demais fases, através do qual se obtém uma resposta oscilatória com uma única frequência característica. No entanto, através de ensaios realizados pelos autores em [12], onde foi medida a resposta da fase *b* a um degrau de tensão aplicado na fase *a* de um turbogerador de 270 MVA e 18 kV, com as fases *b* e *c* abertas, conforme a Figura 3.7, foi verificada a existência de uma segunda componente de frequência, de ordem superior àquela natural do enrolamento e de amplitude negativa, em torno do instante de 50 μ s. Embora de amplitude pequena, este primeiro pico inicial negativo pode ter algum impacto, aumentando a tensão de "*prestrike*" nos segundo e terceiro pólos de um disjuntor, segundo [44], já que estas já são naturalmente negativas.

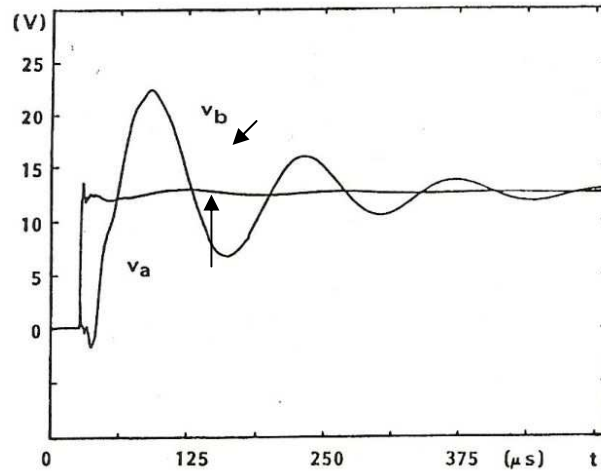


Figura 3.7 – Resposta de um gerador de 270 MVA, 18 kV ao degrau de tensão, onde V_a é a tensão aplicada na fase a e V_b é a resposta observada na fase b [12]

Este primeiro pico negativo é atribuído ao acoplamento mútuo entre as fases do gerador, que pode ser resumidamente explicado conforme proposto em [44] e ilustrado na Figura 3.8.

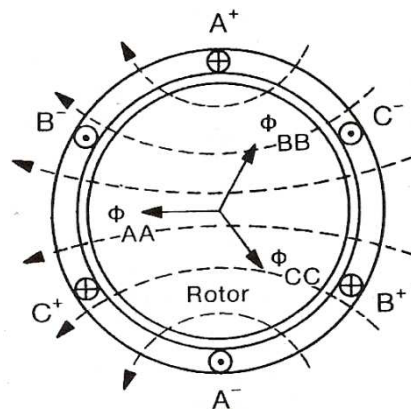


Figura 3.8 – Esquema simplificado para a representação do acoplamento indutivo mútuo entre as fases de uma máquina rotativa, mostrando os caminhos do fluxo acoplando as fases do enrolamento [44]

É assumido que os enrolamentos são concentrados, o entreferro é uniforme e todas as linhas de fluxo cruzam o entreferro, produzindo uma densidade de fluxo uniforme no entreferro. Por inspeção, percebe-se que um terço do total das linhas de fluxo produzidas pela fase A (igual a seis) enlaçam também as fases B e C (igual a duas cada); portanto, o resultado é uma indutância mútua entre fases igual a um terço da indutância própria de uma fase, porém com sinal negativo, segundo a convenção adotada. No entanto, os enrolamentos das máquinas são geralmente distribuídos, para se obter uma densidade de fluxo senoidal no entreferro. Dessa forma, obtém-se uma relação entre a indutância mútua e a indutância própria de uma fase igual a $-0,5$.

Todavia, como fisicamente o fluxo de dispersão não pode ser desprezado, ou seja, nem todas as linhas de fluxo cruzam o entreferro, esta relação pode ser considerada como algo entre $-0,333$ e $-0,5$, com a necessidade de uma avaliação experimental.

Conforme [12], para se incluir as indutâncias mútuas no circuito da Figura 3.5, L_e é incrementada por um fator $(1+K)$ e uma mútua de K é incluída entre cada par de fases, conforme mostrado na Figura 3.9.

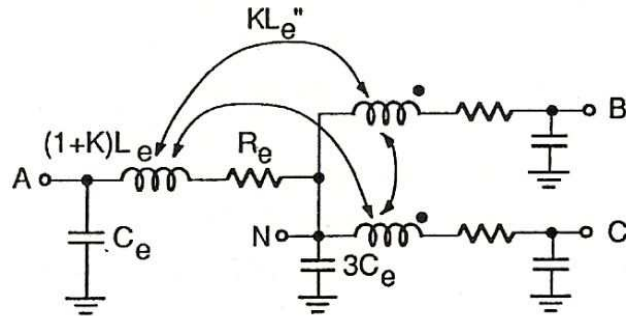


Figura 3.9 – Circuito equivalente do gerador incluindo os acoplamentos mútuos [12]

Alternativamente, L_e pode ficar inalterada, sendo que uma indutância adicional de $-KL_e$ é inserida no neutro [12]. Após um remanejamento dos elementos do circuito, é obtido um modelo corrigido, mostrado na Figura 3.10, sendo que os parâmetros C_e , L_e e R_e são aqueles do *Modelo 2* já definidos.

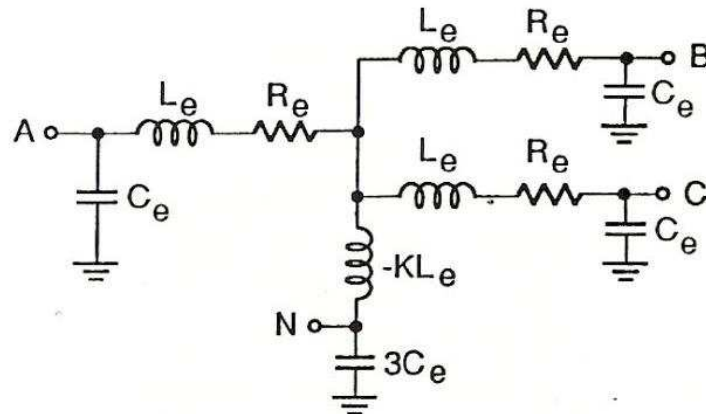


Figura 3.10 – Circuito equivalente do gerador com uma indutância negativa no neutro [12]

Dessa forma, os modelos PI equivalente para distúrbios desbalanceados podem ser precisamente utilizados para as simulações de transitórios aplicados em uma fase do enrolamento. Por exemplo, a transferência das tensões de "prestrike" de um disjuntor de uma fase para outra de um gerador pode ser precisamente avaliada através deste modelo. Além disso, este modelo é o mais adequado para a simulação da resposta ao

degrau de tensão aplicado em uma fase da máquina. Foi visto ainda que uma indutância de valor negativo pode ser conectada entre o ponto de fechamento da estrela e o neutro da máquina de modo a contemplar a influência da impedância de seqüência zero da máquina nos resultados simulados.

MSO-4 – Frequência característica do surto transferido [14]

Em [14], é apresentado um modelo para um hidrogerador de grande porte, com o objetivo de simular a tensão no mesmo devido à incidência de um surto atmosférico nas linhas de transmissão da usina e transferido indutivamente até o gerador através de seu transformador elevador.

Esse modelo é baseado na reatância subtransitória da máquina, sendo que a indutância é calculada levando em consideração a frequência do surto transferido. Este modelo conta também com a inclusão de resistências em paralelo com as indutâncias de forma a representar o amortecimento da oscilação de tensão.

Segundo o autor, este modelo representa bem tanto os valores de crista quanto a frequência da tensão resultante no gerador. O modelo proposto para o gerador é mostrado na Figura 3.11.

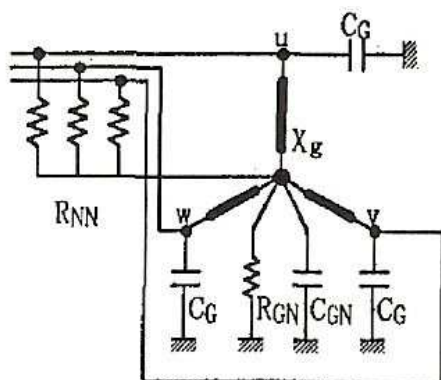


Figura 3.11 – Circuito equivalente do gerador considerando sua resposta em frequência [14]

Neste modelo, X_g é calculada através de uma equação linear obtida através de um gráfico, cujas abscissas são as frequências associadas às constantes de tempo transitória e subtransitória de placa declaradas pelo fabricante, e cujas ordenadas são as reatâncias transitória e subtransitória de placa. A partir dessa equação, supondo que a reatância da máquina seja linear nas frequências acima de 0,1 Hz, é calculada a reatância correspondente na frequência dominante do transitório (neste caso a frequência

dominante do surto transferido medido com a presença do gerador). Para o exemplo citado em [14], a equação para o cálculo da reatância X_g é

$$X_g = -0,0186 \cdot \ln[f(\text{Hz})] + 0,3682 \text{ [pu]} \quad (3.28)$$

Portanto, para o cálculo dos parâmetros do gerador, é necessário um prévio conhecimento (medido ou calculado) da característica do surto transferido através do transformador elevador sem a presença do gerador.

Em seguida, ainda com a curva medida do surto transferido com a presença do gerador, através do decaimento da componente CC desta curva e conseqüente cálculo da constante de tempo τ do circuito RC da Figura 3.11, são calculadas as resistências R_{NN} em paralelo com as reatâncias X_g . Fisicamente, essas resistências representam o amortecimento das oscilações de tensão e são associadas à redução da densidade de fluxo da armadura nas altas frequências. Portanto, através da equação

$$\tau = R_{NN} \cdot C_{total} / 3 \text{ [\mu s]}, \quad (3.29)$$

onde C_{total} [μF] é a soma de todas as capacitâncias do lado de baixa tensão do transformador elevador, são calculadas as resistências R_{NN} [Ω].

Na Figura 3.11, C_G é 1/2 da capacitância declarada por fase do enrolamento do gerador e C_{GN} é 3/2 vezes essa mesma capacitância. R_{GN} é o valor da resistência de aterramento do gerador declarada pelo fabricante.

Usando esse modelo, o autor compara os resultados medidos e simulados para a tensão resultante nos terminais do gerador em questão, onde se percebe uma grande similaridade entre as mesmas, validando dessa forma o modelo proposto, conforme pode ser constatado na Figura 3.12.

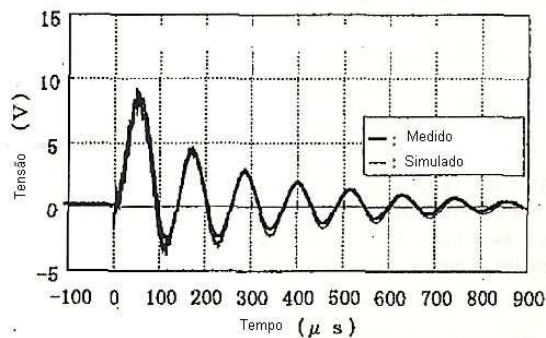


Figura 3.12 – Resultado das tensões medida e simulada, considerando o modelo da Figura 3.11, adaptado de [14]

Esse modelo é válido para as situações onde é exigida uma grande precisão dos resultados, em especial para as frequências envolvidas e para as tensões de pico em todos os ciclos. Todavia, a aplicação do mesmo só é possível quando a característica do surto transferido medido nos terminais do gerador for bem conhecida, o que é muito difícil na maioria dos casos.

3.2.2 Modelagem das máquinas elétricas para os surtos rápidos

No item anterior, redes PI equivalentes foram desenvolvidas a partir de modelos de linha de transmissão das máquinas. Neste item, a máquina é representada através de uma impedância de surto equivalente Z_s , a qual pretende representar a impedância de surto média das regiões da ranhura e das cabeças de bobina. Para tempos de subida mais rápidos que alguns microssegundos, Z_s é significativamente menor que a impedância característica distribuída Z_d definida no item anterior, devido ao fato das correntes de dispersão ou parasitas associadas às frequências muito altas blindarem o ferro do estator e, conseqüentemente, reduzirem a indutância distribuída L_s . Desse modo, esta indutância não pode mais ser associada a L_d'' e deve ser calculada de forma independente, a partir da geometria da máquina ou estimada empiricamente. Por outro lado, a capacitância distribuída C_s permanece praticamente constante com a frequência, conforme foi demonstrado experimentalmente em [12].

Cinco modelos são analisados para a representação da impedância de surto das máquinas frente aos surtos rápidos, quais sejam:

1. Equações empíricas baseadas em parâmetros simples da máquina (*MSR-1*) [18, 19, 34, 35, 43];
2. Equações a partir da geometria da máquina considerando o fluxo magnético em regiões distintas (*MSR-2*) [12];
3. Equações empíricas para os grandes geradores monoespiras (*MSR-3*) [12, 42];
4. Equações a partir da geometria com ênfase nos parâmetros da região das cabeças de bobina (*MSR-4*) [13];
5. Equações para as máquinas multiespiras através da geometria (*MSR-5*) [18].

MSR-1 - Equações empíricas baseadas em parâmetros simples das máquinas [18, 19, 34, 35, 43]

Em 1930, Boehne [35] registrou as características da propagação de onda nos enrolamentos medida para três máquinas. O método de medição constituía-se da aplicação de um degrau de tensão em um terminal de fase, variando-se o valor de um resistor não indutivo no extremo oposto do enrolamento até que as reflexões observadas dentro do enrolamento fossem minimizadas. Os resultados mostraram impedâncias de 700, 800 e 1000 Ω para um condensador síncrono de 24 kV e dois motores de 6,6 e 2,2 kV, respectivamente. Estas máquinas tinham 5, 6 e 5 espiras por bobina, respectivamente. Velocidades de propagação similares de aproximadamente $0,05 c$, onde c é a velocidade da luz, foram medidas para cada máquina. Os resultados obtidos são consistentes com L_d'' e Z_d discutidos anteriormente no item 3.2.1. As perdas através do enrolamento naturalmente filtraram a parte íngreme da frente de onda do surto tal que a dependência desses parâmetros com a frequência não eram aparentes. Em 1938, usando o mesmo método, Rudge [43] descobriu que máquinas mais novas e maiores tinham impedâncias de surto bem menores, como por exemplo, 200 Ω por circuito paralelo em um gerador monoespira de 12,5 MVA e 6,6 kV. Os autores então sugeriram uma relação empírica para o cálculo da impedância de surto Z_{s1} , cujo modelo correspondente será chamado de *MSR-1.1*:

$$Z_{s1} = Z_{ss1} (N_t / N_{pa}) [\Omega], \quad (3.30)$$

onde Z_{ss1} é um fator de escala [Ω], N_t é o número de espiras por bobina e N_{pa} é o número de enrolamentos paralelos por fase. Esta equação mostra-se fisicamente coerente, desde que a indutância de uma bobina varia com o quadrado do número de espiras e a capacitância da bobina na ranhura é independente do número de espiras, enquanto a impedância de surto é calculada como a raiz quadrada da razão entre essa indutância e capacitância. Um valor para Z_{ss1} igual a 75 Ω foi determinado através de uma pesquisa realizada em dez grandes motores no ano de 1988 e publicada em [18], sendo este valor o mais apropriado. Em [12], os autores adotam um valor para Z_{ss1} igual a 36 Ω para os geradores, o qual é coerente com as medições realizadas em três grandes geradores.

Em 1936, em um ensaio de um grande motor de 13,8 kV, Calvert [34] moveu o resistor do ensaio anterior realizado por Boehne [35] para o terminal de fase do enrolamento, observando o efeito do divisor de tensão então constituído. Nessa configuração, foi

constatado que a impedância de surto da máquina era dependente da frequência, aumentando de aproximadamente 300 Ω em 100 ns até 1000 Ω a partir de 5 μs, desde que durante esse intervalo as frequências do surto associadas ao seu tempo de frente e de cauda caíam significativamente.

Este mesmo efeito foi verificado por Abetti em 1952 [19], no ensaio de um gerador de 100 MVA e 13,8 kV, tendo sua impedância de surto variando de 50 Ω em 1 μs para 80 Ω a partir de 10 μs. Portanto, este efeito confirma a necessidade do uso de valores separados para Z_d e Z_s , conforme já dito anteriormente. Os autores, tanto em [19] como em [34], concluíram que o maior valor obtido deveria ser usado conservativamente em cálculos de transferência indutiva. No entanto, Abetti usou o menor valor inicial para qualitativamente embasar a sua conclusão de que a transferência capacitiva de surtos atmosféricos seria desprezível para as configurações padrão de unidades geradoras.

Ainda em [19], Abetti sugere um método gráfico e empírico para se determinar a impedância de surto de grandes turbogeradores a partir dos parâmetros de tensão e potência nominal, o qual pode ser verificado pela Figura 3.13 e que será chamado de *MSR-1.2*.

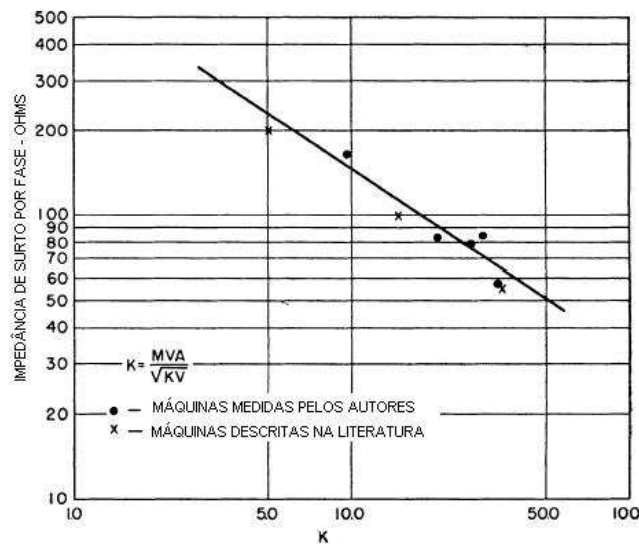


Figura 3.13 – Impedância de surto por fase obtida para vários turbo geradores com enrolamentos tipo barra, adaptado de [19]

Desta forma, a partir do fator K , definido por $MVA/(kV)^{1/2}$, estima-se empiricamente a impedância de surto da máquina.

Em [18], é mostrado que esse resultado gráfico de Abetti pode ser adaptado para motores e expresso por uma relação empírica (com MVA substituído por milhares de HP) igual a

$$Z_s \sim 200 (kV)^{0,32} (kHP)^{-0,64} [\Omega], \quad (3.31)$$

onde o fator 200 foi escolhido por ser o de melhor aproximação para os dez motores medidos.

O modelo de Abetti foi posteriormente apoiado, com pequenas modificações no fator de escala, por Baltensperger [45] e por um grupo de trabalho do CIGRÉ [46], com dados obtidos a partir de um grande número de motores. Esta última publicação mostra um gráfico o qual pode ser representado pela Equação (3.32), cujo modelo correspondente será denominado *MSR-1.3*:

$$Z_{s2} \sim Z_{ss2} (kV)^{0,25} (MVA)^{-0,5} [\Omega], \quad (3.32)$$

onde o fator de escala Z_{ss2} cobre uma faixa de 200 até 1800 Ω . Como a origem dos dados em [46] não foi bem identificada, acredita-se que os valores maiores desta faixa sejam atribuídos a motores muito pequenos. Um fator igual a 165 Ω foi usado para os grandes geradores analisados, mas com ligeiras diferenças nos expoentes da Equação (3.32).

MSR-2 - Equações a partir da geometria da máquina considerando o fluxo magnético em regiões distintas [12]

Além da modelagem das máquinas frente aos surtos oscilatórios detalhada no item 3.2.1, [12] apresenta também uma proposta de modelagem aplicada aos surtos rápidos. Neste modelo, é considerado que o enrolamento da máquina é do tipo monoespira ou barra, onde cada bobina possui uma única espira, a qual é constituída de duas barras.

O cálculo da impedância de surto a partir da geometria da máquina envolve os cálculos das respectivas indutâncias e capacitâncias do enrolamento, as quais o autor em [12] define como *indutância de surto e capacitância de surto*.

A indutância de surto por barra de um enrolamento é composta de três componentes, devido ao caminho do fluxo magnético em três regiões diferentes [12], a saber:

1. Região da ranhura considerando o comprimento efetivo de ferro s_i , ou seja, descontando os trechos das ranhuras de ventilação, conforme a Figura 3.14;
2. Região da ranhura considerando o comprimento efetivo de ar s_a , conforme as Figuras 3.14 e 3.15;
3. Região das cabeças de bobina, conforme a Figura 3.16.

A primeira componente da indutância (L_{s1}) é devida ao fluxo no dielétrico do enrolamento ao longo do comprimento efetivo de ferro na região de ranhura s_i :

$$L_{s1} = 0.2 s_i \ln(r_2/r_1) [\mu\text{H}], \quad (3.33)$$

onde:

- r_1 e r_2 são os raios efetivos do condutor e da isolação da barra, respectivamente;
- $s_i = s_{total} - s_a [m]$, sendo s_{total} o comprimento físico total da ranhura e $s_a = \sum_{j=1}^{j=n} s_{aj}$ o comprimento efetivo total de ar na ranhura, sendo s_{aj} o comprimento de cada ranhura de ventilação e n a quantidade total de ranhuras de ventilação.

A Figura 3.14 mostra a localização das barras do estator no núcleo estatórico e as cotas para a obtenção da primeira componente de indutância.

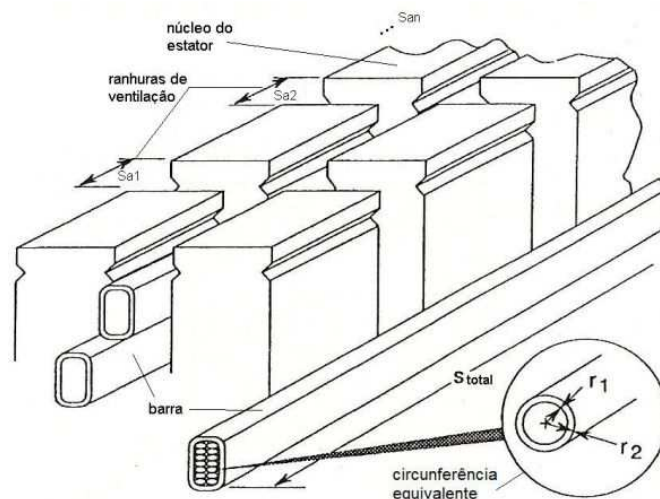


Figura 3.14 – Localização das barras do estator no núcleo e dimensões para o cálculo da primeira componente da indutância de surto, adaptado de [12]

A segunda componente (L_{s2}) é devida ao fluxo entre as duas barras de uma bobina separadas por uma distância d_s e tomadas ao longo do comprimento efetivo de ar na região da ranhura s_a [m]:

$$L_{s2} = 0.2 s_a \ln(d_s/r_1) [\mu\text{H}]. \quad (3.34)$$

A Figura 3.15 ilustra esta segunda componente.

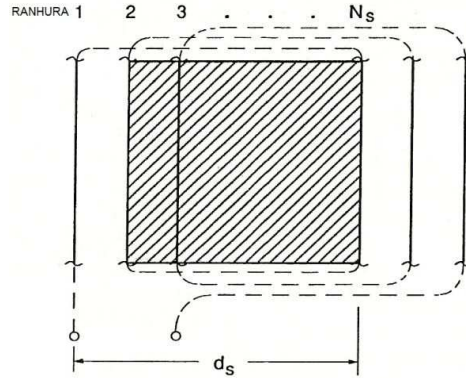


Figura 3.15 – Ilustração para o cálculo da segunda componente da indutância de surto por barra, devido ao fluxo em ar na região de ranhura, adaptado de [12]

A velocidade de propagação do surto ao longo do enrolamento é grande o suficiente para produzir uma corrente praticamente uniforme fluindo nos condutores das ranhuras adjacentes, mesmo que os tempos de crescimento sejam da ordem de nanossegundos. Assim, a indutância por barra L_{s2} precisa ser aumentada em função do fluxo mútuo das bobinas vizinhas. A área hachurada na Figura 3.15 mostra o fluxo da segunda e terceira bobinas que acoplam com a primeira, sendo assumido que a densidade de fluxo é uniforme ao longo desta área.

A segunda componente da indutância é então obtida através de um reescalamo de L_{s2} pela razão entre as áreas superpostas somadas e a área de uma bobina [12]:

$$L_{s2'} = L_{s2} \{N_s + (N_s - 1) + \dots + (N_s - N_c)\} / N_s [\mu\text{H}], \quad (3.35)$$

onde N_s é o número de ranhuras por passo de bobina e N_c o número de bobinas adjacentes em um mesmo grupo.

Finalmente, a terceira componente da indutância de surto (L_{s3}) é devida ao fluxo na região das cabeças de bobina:

$$L_{s3} = 0.2 d_e \ln(d_e/r_1) [\mu\text{H}], \quad (3.36)$$

onde d_e [m] é o comprimento da cabeça de bobina desde a ranhura até o "nariz" ou quina da bobina, conforme a Figura 3.16. A área hachurada nesta figura mostra o fluxo da segunda e terceira bobinas acoplando a primeira. Nesse caso, a área superposta é quadrática com o deslocamento [12]. Portanto, a terceira componente da indutância incluindo este acoplamento é dada por:

$$L_{s3'} = L_{s3} \{N_s^2 + (N_s - 1)^2 + \dots + (N_s - N_c)^2\} / N_s^2 [\mu\text{H}] \quad (3.37)$$

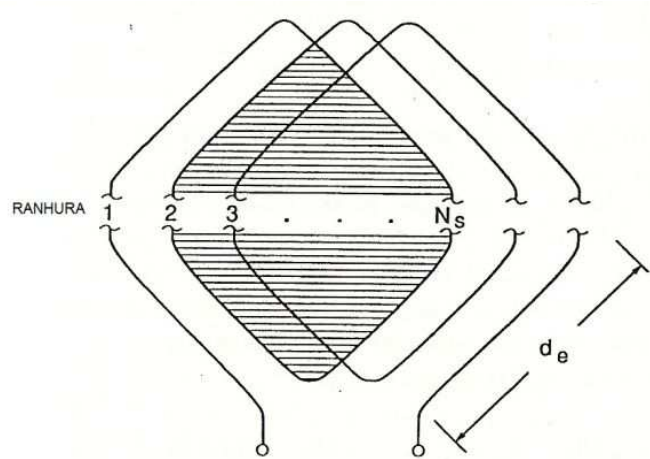


Figura 3.16 – Ilustração para o cálculo da terceira componente da indutância de surto por barra, devido ao fluxo na região das cabeças de bobina, adaptado de [12]

A indutância total por barra L_s é finalmente dada por:

$$L_s = L_{s1} + L_{s2'} + L_{s3'} [\mu\text{H}]. \quad (3.38)$$

Conforme relatado em [12, 20], cálculos realizados em quatro grandes turbogeradores de dois e quatro pólos, potências nominais entre 270 e 1101 MVA e tensões entre 18 e 24 kV, para as quais as dimensões eram disponíveis, mostram que a primeira das três componentes L_{s1} é praticamente desprezível, enquanto a segunda $L_{s2'}$ é tipicamente de 20 a 30% da terceira componente $L_{s3'}$.

A indutância de surto total por fase (L_{st}) pode ser calculada por:

$$L_{st} = 2 N_{cp} L_s / N_{pa} [\mu\text{H}], \quad (3.39)$$

onde N_{cp} é o número de bobinas por circuito paralelo e N_{pa} é o número de circuitos paralelos por fase.

Cálculos realizados para essas mesmas máquinas mostram ainda que a indutância total por fase L_{st} é uma pequena parcela (de 15 a 30%) da indutância de placa subtransitória

L''_d . Tais reduções de L''_d são uma indicação da alta relutância presente no entreferro da máquina. Além disso, as cabeças de bobina e aberturas de ventilação representam uma grande área disponível para o desvio do fluxo do ferro, nas baixas frequências, para o ar, sob condições de surto, devido à blindagem do ferro pelas correntes de alta frequência.

A capacitância de surto por barra C_s é considerada independente da frequência [12] e pode ser calculada como:

$$C_s = C_d / 2N_{cp} N_{pa}, [\mu F], \quad (3.40)$$

onde C_d é a capacitância em baixa frequência por fase.

Enfim, a impedância de surto do enrolamento por fase Z_g pode ser calculada por:

$$Z_g = \left(\sqrt{\frac{L_s}{C_s}} \right) / N_{pa} [\Omega] \quad (3.41)$$

Desse modo, foi visto que a impedância de surto de uma máquina mono-espira pode ser estimada geometricamente se os seguintes dados estão disponíveis: dimensões do condutor, a espessura de sua isolação, o comprimento de sua ranhura real e efetivo, o comprimento de sua cabeça de bobina, o passo de ranhura, o número de bobinas por circuito paralelo e o número de circuitos paralelos. Este cálculo assume que o fluxo no ferro pode ser desprezado sob condições de surto, que a corrente de retorno está na barra oposta da bobina, que uma corrente de igual magnitude está presente nas primeiras bobinas e que o acoplamento mútuo entre bobinas varia com a sua área sobreposta.

MSR-3 - Equações empíricas para os grandes geradores monoespiras [12, 42]

Além da modelagem aplicada aos surtos rápidos detalhada no MSR-2, [12, 42] apresentam também uma proposta para o cálculo da impedância das máquinas frente aos surtos rápidos baseada em equações empíricas bastante simples, a partir de dados básicos de placa das máquinas.

A equação empírica para o cálculo da impedância de surto da máquina foi desenvolvida a partir da Equação (3.41), a saber:

$$Z_g = \left(\sqrt{\frac{L_s}{C_s}} \right) / N_{pa} = \sqrt{\frac{K_s L''_d}{C_d N_p}} [\Omega], \quad (3.42)$$

onde L''_d = indutância subtransitória por fase, C_d = capacitância do enrolamento do estator por fase, N_p = número de pólos do rotor e K_s é um fator geométrico o qual é tipicamente em torno de 0,6 [12]. A comparação entre os valores obtidos através das Equações (3.41), (3.42) e aqueles obtidos através das medições de resposta em frequência realizadas em duas máquinas do sistema da *Ontario Hydro* (Canadá) [12] é mostrada na Tabela 3.1, onde se percebe uma boa precisão da Equação (3.42) para essas máquinas.

Tabela 3.1 – Impedâncias de surto medidas e calculadas para as máquinas do sistema Ontario Hydro [12]

Máquina	Dados	Z_g de ensaio [Ω]	Z_g – Equação (3.41) [Ω]	Z_g – Equação (3.42) [Ω]
Pickering NGS	635 MVA, 24 kV	28	28	27
Atikokan TGS	270 MVA, 18 kV	20	20	21

MSR-4 - Equações a partir da geometria com ênfase nos parâmetros da região das cabeças de bobina [13]

O cálculo é baseado nas dimensões físicas da máquina e é derivado primariamente da expressão de indutância e capacitância levando em consideração os efeitos das indutâncias próprias L e mútuas M nas regiões das cabeças de bobina e das capacitâncias C para a terra na região das ranhuras. A partir da teoria das linhas de transmissão, a impedância característica ou de surto do enrolamento é então calculada pela raiz quadrada da relação entre a indutância e a capacitância por unidade de comprimento.

A Figura 3.17 mostra um esquema típico da maneira como as bobinas são enroladas nas ranhuras das máquinas.

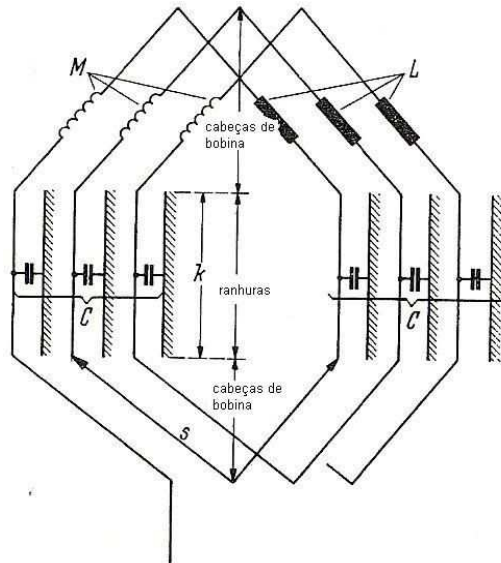


Figura 3.17 – Esquema de enrolamento típico, adaptado de [13]

A capacitância C de uma barra ou bobina em uma ranhura é dada por:

$$C = \frac{\varepsilon}{4\pi v_0^2} \frac{ku}{b_i} \cdot 10 \text{ [F]}, \quad (3.43)$$

onde:

ε é a permissividade do material isolante (constante dielétrica do material);

v_0 é a velocidade da luz no vácuo, igual a 3×10^8 m/s;

b_i é a espessura do isolante na ranhura [mm];

u é a circunferência média da camada isolante [mm];

k é o comprimento da ranhura do núcleo magnético [mm];

A Figura 3.18 ilustra essas dimensões em uma ranhura.

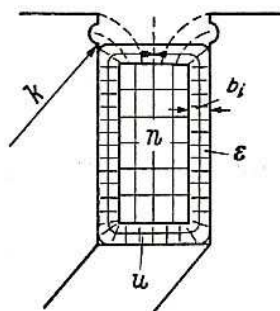


Figura 3.18 – Corte de uma ranhura com as suas dimensões para o cálculo de C [13]

A indutância total L para uma cabeça de bobina, a qual leva em consideração a influência dos efeitos mútuos M na sua região, é dada por:

$$L = \mu n^2 \frac{\tau}{v} s \cdot 10^{-9} \text{ [H]}, \quad (3.44)$$

onde:

μ é a permeabilidade do espaço na região das cabeças de bobina;

n é o número de condutores por ranhura;

τ é o passo polar (distância entre dois pólos) [mm];

v é o passo de ranhura (distância entre duas ranhuras) [mm];

s é o comprimento total de uma cabeça de bobina para meia espira [mm].

A Figura 3.19 ilustra essas dimensões.

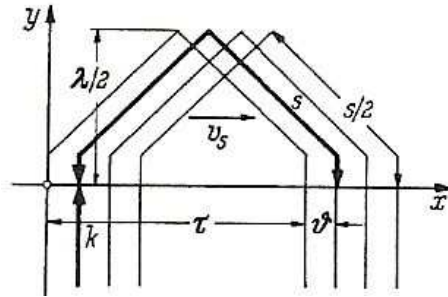


Figura 3.19 – Dimensões das bobinas para o cálculo de L [13]

Finalmente, após simplificações, o cálculo de Z é dado por:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} = 30n \sqrt{4\pi \frac{\mu}{\epsilon} \sqrt{\frac{\tau b_i s}{v u k}}} \text{ [\Omega]} \quad (3.45)$$

A velocidade de propagação v em relação à velocidade da luz no vácuo v_0 é dada por:

$$\frac{v}{v_0} = \sqrt{\frac{4\pi}{\epsilon\mu} \left(\sqrt{\frac{k}{s}} + \sqrt{\frac{s}{k}} \right) \sqrt{\frac{v b_i}{\tau u}}} \quad (3.46)$$

No texto, os autores não fazem referência à faixa de frequência na qual a expressão para o cálculo de Z é válida. Pelas características do cálculo, desprezando a indutância na região reta das bobinas devido à blindagem do núcleo, é assumida a validade das Equações (3.44) a (3.46) para as altas frequências ou surtos rápidos.

MSR-5 - Equações para as máquinas multiespiras baseadas na geometria [18]

Em [18], o modelamento de máquinas multiespiras é representado por uma resistência R_m em paralelo com uma capacitância C_m , conforme a Figura 3.20.

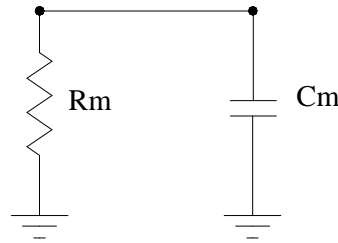


Figura 3.20 – Circuito equivalente de máquinas multiespiras para surtos rápidos segundo [18]

Neste circuito, C_m representa metade da capacitância da bobina para a terra, a qual pode ser calculada a partir da capacitância de placa C_d da máquina a 60 Hz se o número de bobinas por circuito paralelo N_c e o número de circuitos paralelos P forem conhecidos. Dessa forma,

$$C_m = C_d / (2 N_c P) [\mu\text{F}] \quad (3.47)$$

Alternativamente, C_m pode ser calculada usando a fórmula de placas paralelas com uma espessura t (em metros) de isolamento, comprimento da ranhura s e assumindo uma permissividade de 3,6 para o material isolante. Então,

$$C_m = 200 P r s / t [\text{pF}]. \quad (3.48)$$

Nesta equação, r é o raio equivalente da bobina retangular, isto é, o raio de um condutor redondo com um mesmo perímetro do isolante principal.

A indutância L_m considerada no cálculo é apenas a indutância da região das cabeças de bobina, sendo desprezada a indutância na região da ranhura pelas mesmas razões já descritas anteriormente. Portanto,

$$L_m \sim 0,3 q d N^2 \ln (d / r) / P [\mu\text{H}], \quad (3.49)$$

onde:

d é o comprimento de meia cabeça de bobina (da ranhura até a "curva" da bobina)

[mm];

N é o número de espiras por bobina;

q é o passo de bobina (distância entre duas ranhuras de uma mesma bobina) [mm];
 r e P são os mesmos da equação anterior.

Finalmente, a impedância equivalente do motor é dada por:

$$R_m = \sqrt{L_m / 2C_m} \text{ } [\Omega]$$

$$R_m = \sqrt{750qdN^2 \ln(d/r)t/(rs) / P} \text{ } [\Omega] \quad (3.50)$$

Em [18] são comparados os resultados medidos de R_m com os valores calculados através das Equações (3.50), (3.30) e (3.31), sendo as duas últimas obtidas empiricamente conforme o *Modelo 1*. É visto que os valores obtidos através da Equação (3.50) apresentam uma boa aproximação com os resultados do ensaio, porém é constatado que a Equação (3.31) apresenta a melhor semelhança com os valores medidos, cujo cálculo depende apenas de simples dados de placa da máquina.

3.2.3 Considerações finais a respeito da modelagem

Nos itens 3.2.1 e 3.2.2, foram apresentados alguns dos modelos disponíveis na literatura para a representação das máquinas frente aos surtos oscilatórios e os surtos rápidos, respectivamente.

No Capítulo 4 deste trabalho, são avaliados alguns dos modelos apresentados no item 3.2.1 para a representação das máquinas frente aos surtos oscilatórios, considerando um grande hidrogerador de uma usina hidroelétrica. Os resultados obtidos através desses modelos são então comparados com os resultados obtidos através das medições realizadas neste hidrogerador, onde então a validade dos modelos será avaliada.

Para os surtos rápidos, os modelos apresentados no item 3.2.2 são avaliados a seguir, a partir de uma comparação dos resultados obtidos entre os mesmos, considerando três grandes hidrogeradores existentes no sistema elétrico.

3.3 Comparação dos resultados obtidos entre as modelagens para surtos rápidos

Através do uso das equações apresentadas no item 3.2.2 deste trabalho, as quais calculam as impedâncias de surto das máquinas frente aos surtos rápidos baseado em métodos empíricos e em formulações baseadas na geometria das máquinas, são

verificadas neste item as impedâncias de surto calculadas para três grandes hidrogeradores de usinas do sistema elétrico, a saber, as UHE's Capim Branco I, Capim Branco II e Igarapava, cujas dimensões geométricas e dados necessários para os cálculos eram disponíveis.

A Tabela 3.2 apresenta as principais características das máquinas avaliadas, enquanto a Tabela 3.3 sintetiza os resultados obtidos através das equações do item 3.2.2.

Tabela 3.2 – Características técnicas principais de três grandes hidrogeradores do sistema elétrico

Características	Capim Branco I	Capim Branco II	Igarapava
Tipo do gerador	Síncrono Vertical	Síncrono Vertical	Síncrono Horizontal, tipo Bulbo
Potência nominal (MVA)	85,5	74,2	44,2
Fator de potência	0,95	0,95	0,95
Tensão nominal (kV)	13,8	13,8	6,9
Corrente nominal (A)	3.577,0	3.104,3	3.698,4
Frequência nominal (Hz)	60	60	60
Velocidade nominal (rpm)	150	163,6	112,5
Número de pólos	48	44	64

Tabela 3.3 – Impedâncias de surto calculadas para três geradores do sistema elétrico, a partir dos modelos do item 3.2.2

UHE	$Z_g - (\Omega)$ Equações empíricas				$Z_g - (\Omega)$ Equações a partir da geometria		
	MSR-1.1	MSR-1.2	MSR-1.3	MSR-3	MSR-2	MSR-4	MSR-5
Capim Branco I	18	400	34	5,9	13,5	55	156
Capim Branco II	18	500	37	4,7	6,3	45	130
Igarapava	18	450	40	3,1	5,3	22	50

A partir dos resultados apresentados na Tabela 3.3, observa-se que os valores obtidos são bastante divergentes entre si, não sendo observada alguma coerência ou lógica entre os valores calculados para uma mesma máquina, em especial para aqueles derivados das equações empíricas. Nem mesmo uma lógica baseada na potência da máquina é verificada; por exemplo, exceto pela Equação (3.42), as demais equações empíricas não tem uma relação direta entre potência da máquina e a sua impedância de surto. Já as impedâncias obtidas através da geometria apresentam uma relação direta com a potência, embora os valores calculados para uma mesma máquina sejam bastante divergentes.

Ao contrário dos resultados obtidos a partir das Equações (3.41) e (3.42) para os turbogeradores de alta velocidade do sistema *Ontário Hydro*, sumarizados na Tabela 3.1, os quais mostraram uma grande equivalência entre si, os valores obtidos a partir dessas mesmas equações para os três hidrogeradores de baixa rotação em questão não apresentaram essa mesma equivalência. Dessa forma, pode-se questionar a validade da Equação (3.42) para as máquinas hidráulicas de baixa rotação e grande número de pólos.

De uma forma geral, os maiores resultados obtidos a partir do empirismo da Figura 3.13 e da Equação (3.50) leva-nos a crer que essas equações são as mais conservadoras, podendo ser úteis quando uma maior margem de segurança for exigida.

A partir dos resultados apresentados, percebe-se que há uma grande dificuldade em se modelar, com uma alta precisão, as máquinas considerando os surtos rápidos, devido à complexidade da máquina e da própria natureza do surto. O fenômeno de propagação do surto em uma máquina se dá em intervalos de tempo curtíssimos, e para cada intervalo está associada uma determinada impedância, a qual varia nesses curtos intervalos. Portanto, pode-se afirmar que a impedância de surto de uma máquina rotativa tem uma característica "evolutiva no tempo", ou seja, a impedância muda constantemente de valor em intervalos extremamente curtos de tempo, partindo de um valor menor (característico do modelamento para os surtos rápidos) até um valor mais alto (característico do modelamento para os surtos oscilatórios). Então, poderia ser questionado se alguns dos resultados apresentados na Tabela 3.3 para uma mesma máquina e que são divergentes entre si poderiam corresponder a intervalos de tempo

distintos, embora muito curtos, para o quais as respectivas equações poderiam ser validadas.

No Capítulo 4, será avaliada a resposta dos enrolamentos de um hidrogerador à aplicação de um degrau de tensão em seus terminais, onde a impedância de surto da máquina é medida em intervalos de tempo distintos, a partir das formas de onda obtidas através das medições.

3.4 Modelagem das linhas de alimentação das máquinas

Neste item, são apresentados de maneira sucinta os modelos de alta frequência para os barramentos blindados de fases isoladas e para os cabos de média tensão, os quais são importantes para a realização dos estudos de coordenação de isolamento, vistos no item 3.5, como também para as simulações realizadas no Capítulo 4.

3.4.1 Barramento blindado de fases isoladas

O efeito do barramento blindado de fases isoladas pode ser desprezado para os transitórios oscilatórios, já que estes possuem frequências da ordem de 1 a 100 kHz, com períodos correspondentes de 10 μ s a 1 ms, respectivamente, muito maiores que os tempos de trânsito característicos dos barramentos, que são da ordem de no máximo 0,2 μ s, considerando que os surtos viajam nos mesmos à velocidades muito próximas à da luz (da ordem de $2,99 \times 10^8$ m/s) [11, 12], e um trecho médio de barramento da ordem de 25 m e máximo de 60 m, usualmente encontrados na prática.

Já para os surtos rápidos, os barramentos blindados de fases isoladas são representados por meio de sua impedância de surto e pelo seu tempo de propagação, de modo a permitir a análise do problema através da teoria de ondas trafegantes. A impedância de surto nesse caso é [12]:

$$Z_b = 60 \ln (r_2/r_1) [\Omega], \quad (3.51)$$

onde r_2 e r_1 são os raios efetivos do invólucro e da barra condutora, respectivamente, mostrados na Figura 3.21.

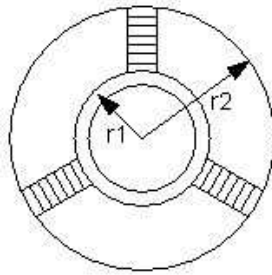


Figura 3.21 – Seção transversal de um barramento blindado de fases isoladas

3.4.2 Cabos isolados

Os condutores ou vias de um cabo isolado são freqüentemente instalados muito próximos uns dos outros, fazendo com que sua indutância seja menor e a capacitância maior do que aquelas encontradas para os barramentos blindados. O efeito capacitivo é acentuado pela maior permissividade dos materiais isolantes que compõem os cabos. Essas diferenças fazem com que a velocidade de propagação dos transitórios ao longo dos cabos e a sua impedância de surto sejam menores do que aquelas encontradas nos barramentos blindados, as quais nos cabos variam de 152,0 a 183,0 m/ μ s e de 30 a 35 Ω , respectivamente [42].

Conforme [42], para os surtos oscilatórios, os cabos isolados podem ser adequadamente representados através de uma capacitância concentrada, a qual é obtida pela capacitância por unidade de comprimento do cabo multiplicada pelo seu comprimento total.

Já para os surtos rápidos, os cabos isolados são representados por meio de sua impedância de surto e pelo seu tempo de propagação, de modo a permitir a análise do problema através da teoria de ondas trafegantes. A impedância de surto nesse caso é [42]:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0 \epsilon_r}} \ln \frac{r_2}{r_1} [\Omega], \quad (3.52)$$

onde:

L é a indutância do cabo por unidade de comprimento [H/m];

C é a capacitância do cabo por unidade de comprimento [F/m];

μ_0 é a permeabilidade do espaço livre ($= 4\pi \times 10^{-7}$ H/m);

ϵ_0 é a permissividade do espaço livre ($= 8,854 \times 10^{-12} \text{ C}^2/\text{Nm}^2$);

ϵ_r é a permissividade relativa do material dielétrico do cabo;

r_1 é o raio do condutor [m];

r_2 é o raio interno da blindagem do cabo [m].

A velocidade de propagação v no cabo é dada por [42]:

$$v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon_r \mu_r}} \text{ [m/s]}, \quad (3.53)$$

onde:

c é a velocidade da luz ($= 3 \times 10^8 \text{ m/s}$);

μ_r é a permeabilidade relativa do material dielétrico do cabo.

Normalmente, a impedância Z_c pode ser facilmente calculada através dos catálogos dos fabricantes de cabos, os quais disponibilizam os valores de L e C para os cabos em diversas seções transversais e em vários arranjos de instalação.

3.5 Coordenação de isolamento e a influência da distância de proteção

3.5.1 Considerações gerais

Conforme mencionado no Capítulo 1, a prática comum dos atuais projetos dos sistemas de proteção dos geradores tem sido instalar a proteção contra surtos do gerador, a qual se constitui basicamente de um capacitor e um pára-raios em paralelo por fase, o mais próximo possível de seus terminais.

Todavia, segundo [12] e [47], nem sempre é vantajoso instalar a proteção contra surtos o mais próximo possível dos terminais da máquina. A melhor localização depende fortemente da relação entre as impedâncias de surto da máquina, do barramento ou cabo que interliga a máquina ao transformador elevador e da característica do surto incidente, como o tempo de subida e o tempo de cauda. Mais ainda, dependendo das distâncias envolvidas e da característica do surto, os níveis das sobretensões resultantes independem do local de instalação da proteção contra surtos.

3.5.2 O efeito da distância de proteção

Normalmente, a sobretensão resultante nos terminais de uma máquina rotativa ou de um outro equipamento elétrico, como um transformador, é aumentada quando um supressor de surtos de tensão está localizado a maiores distâncias de seus terminais. Essa distância de separação entre o supressor e a máquina pode ser expressa pelo tempo de propagação T , mostrado na Figura 3.22-a), ao passo que as tensões resultantes no pára-raios (curva 1) e nos terminais do gerador (curva 2) são mostradas na Figura 3.22-b).

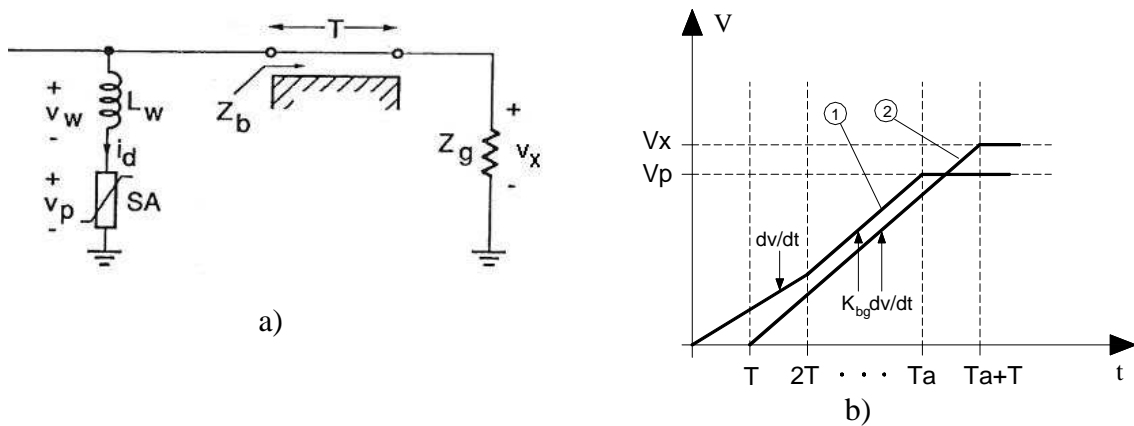


Figura 3.22 – Distância de proteção. a) Posicionamento do pára-raios com relação ao gerador; b) Tensão resultante no pára-raios e no gerador, adaptado de [12]

A inclinação inicial do surto de tensão no pára-raios é identificada como dv/dt . Ela é modificada para $K_{bg} dv/dt$ no gerador, onde

$$K_{bg} = \frac{2Z_g}{Z_b + Z_g} \quad (3.54)$$

é o coeficiente de transmissão, Z_g e Z_b são as impedâncias de surto do gerador e do barramento ou cabo, respectivamente, definidas pelas equações dos itens 3.2.2 e 3.4.1.

No tempo $2T$, a reflexão da onda vinda do gerador faz com que a inclinação da curva 1 combine com aquela da curva 2. Em um tempo arbitrário T_a , a curva 1 atinge o nível de proteção V_p do pára-raios, o qual poderia incluir ainda a tensão resultante v_w nos terminais de conexão do pára-raios, representados por uma indutância L_w , caso esta tensão seja significativa. Isto causa uma segunda reflexão a qual atinge os terminais do gerador em um tempo $T_a + T$ e limita qualquer elevação adicional na tensão do gerador para v_x . Por inspeção, conforme ilustra a Figura 3.22-b), tem-se que:

$$v_p = 2T \frac{dv}{dt} + K_{bg} (T_a - 2T) \frac{dv}{dt} \text{ [V]} \quad (3.55)$$

Portanto, o aumento do nível de proteção será:

$$v_x - v_p = K_{bg} T_a \frac{dv}{dt} - v_p = 2T(K_{bg} - 1) \frac{dv}{dt} \text{ [V]} \quad (3.56)$$

Pela Equação (3.56) é percebido que, quando K_{bg} é menor que um, o termo $(v_x - v_p)$ torna-se negativo, indicando portanto que v_p fica maior que v_x , ou seja, a tensão v_x no gerador é menor do que a tensão v_p no pára-raios. Conforme a Equação (3.54), o termo K_{bg} é menor que um sempre que a impedância de surto do barramento ou cabo Z_b for maior que a impedância de surto da máquina Z_g .

Os resultados mostram que maiores distâncias entre o pára-raios e o gerador na verdade melhoram a coordenação quando K_{bg} é menor que um. Conforme [12], isso é verdade partindo da premissa que Z_g permanece fixo, isto é, o tempo de subida do transitório é menor que o tempo de reflexão do enrolamento do gerador, o qual é tipicamente de 20 a 30 μ s.

É interessante notar ainda que a redução da tensão no gerador é também proporcional à dv/dt , ou seja, tempos de frente mais íngremes, que a princípio poderim ser mais preocupantes à integridade do isolamento, acabam contribuindo para uma maior redução na amplitude da sobretensão resultante nos terminais da máquina, desde que a taxa de crescimento não seja um fator preocupante para o enrolamento, como é o caso daqueles tipo monoespiras ou barras.

No Apêndice A, é feita uma demonstração analítica da influência da distância de proteção na tensão resultante nos terminais de uma carga cuja impedância de surto é menor que a da linha que a alimenta.

3.6 Simulações computacionais para a verificação da influência da distância de proteção

Através de simulações computacionais realizadas no programa ATP [23], são mostrados dois exemplos de geradores existentes no sistema elétrico onde o aumento da distância de proteção conduz a resultados mais vantajosos. Os geradores simulados são

representados por suas impedâncias de surto calculadas através do modelo empírico *MSR-3*, representado pela Equação (3.42), e o barramento blindado é representado por um modelo de linha de transmissão através da Equação (3.51), onde a sua impedância de surto é superior à da máquina, com a onda no barramento blindado viajando à velocidade da luz [12]. A escolha do modelo *MSR-3* para a representação das máquinas justifica-se pelo fato das impedâncias calculadas através do mesmo serem as menores dentre todos os modelos, conforme a Tabela 3.3, resultando nos menores coeficientes de transmissão K_{bg} calculados através da Equação (3.54), enfatizando dessa forma a influência da distância de proteção nas tensões resultantes nas máquinas. Os geradores pertencem às UHE's Capim Branco I e Jaguará, com as seguintes características principais:

- Capim Branco I – 85,5 MVA, 13,8 kV, $Z_b = 83 \Omega$ (impedância de surto do barramento blindado), $Z_g = 6 \Omega$ (impedância de surto do gerador); K_{bg} (coeficiente de transmissão) = 0,13.
- Jaguará – 112 MVA, 13,8 kV, $Z_b = 63 \Omega$ (impedância de surto do barramento blindado), $Z_g = 3 \Omega$ (impedância de surto do gerador); K_{bg} (coeficiente de transmissão) = 0,09.

O modelo do circuito é mostrado na Figura 3.23, onde um surto de tensão incide nas linhas de transmissão da usina e é transferido por acoplamento capacitivo aos seus terminais de média tensão do transformador elevador *TE*, viaja pelo barramento blindado e atinge os terminais do gerador. A forma de onda representativa do surto de tensão é o modelo de fonte de tensão triangular do ATP [23], com um tempo de frente de 0,1 μ s e um tempo de cauda de 50 μ s e uma magnitude igual ao valor da tensão máxima de descarga para impulso atmosférico do pára-raios *PA* conectado adjacente aos terminais de alta tensão do transformador *TE*. *CPS* é o cubículo de proteção contra surtos, no qual são instalados o capacitor de surtos C_s , cuja capacitância é igual a 0,25 μ F e o pára-raios tipo óxido de zinco *PR*, cuja tensão nominal é 18 kV. *TE* é o transformador elevador, modelado através de um divisor de tensão capacitivo, conforme [16].

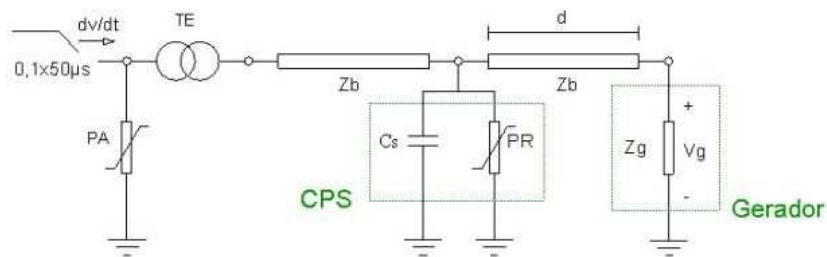


Figura 3.23 – Circuito utilizado para simulação da variação da distância d de proteção das UHE's Capim Branco I e Jaguará

Foram simuladas para cada gerador as tensões resultantes V_g nos seus terminais para três situações distintas:

A – CPS próximo ao gerador;

B – CPS distante do gerador e próximo ao transformador elevador TE ;

C – Pára-raios PR distante do gerador e próximo ao transformador elevador TE , mantendo o capacitor C_s próximo ao gerador.

A Figura 3.24 apresenta os resultados da tensão resultante no gerador da UHE Capim Branco I para as situações A, B e C.

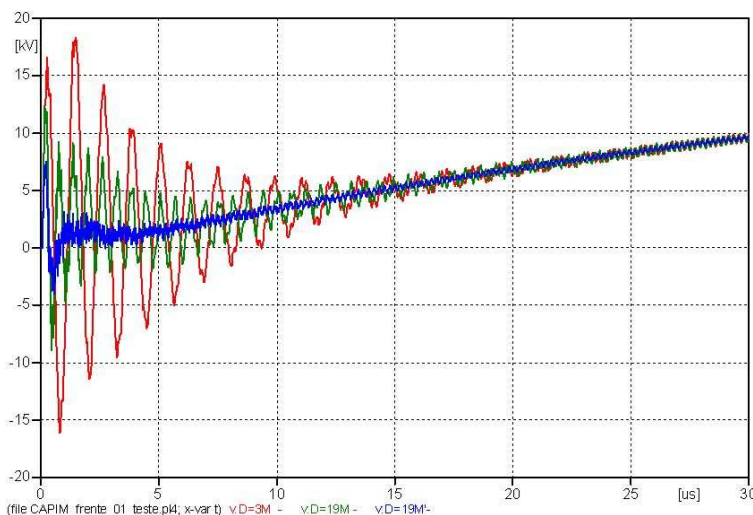


Figura 3.24 – Simulação da tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Capim Branco I. Distância d de proteção do pára-raios ao gerador para $d = 3m$ (curva vermelha), $d = 19m$ (curva verde) e $d = 19m$, mas com o capacitor localizado a $3m$ do gerador (curva azul) [47]

A partir dos resultados simulados, percebe-se que o aumento da distância d de proteção proporciona uma redução significativa no nível da tensão máxima resultante no gerador, de 18 kV na situação A para 12 kV na situação B. Porém, percebe-se um aumento da frequência de oscilação da tensão, de 0.78 MHz para 1.43 MHz. Mantendo-se o

capacitor próximo ao gerador e o pára-raios distante, situação C, percebe-se uma redução ainda maior nos níveis das sobretensões resultantes, ou seja, de 12 kV na situação B para 7 kV na situação C.

A Figura 3.25 apresenta os resultados da tensão resultante no gerador da UHE Jaguará para as situações A, B e C.

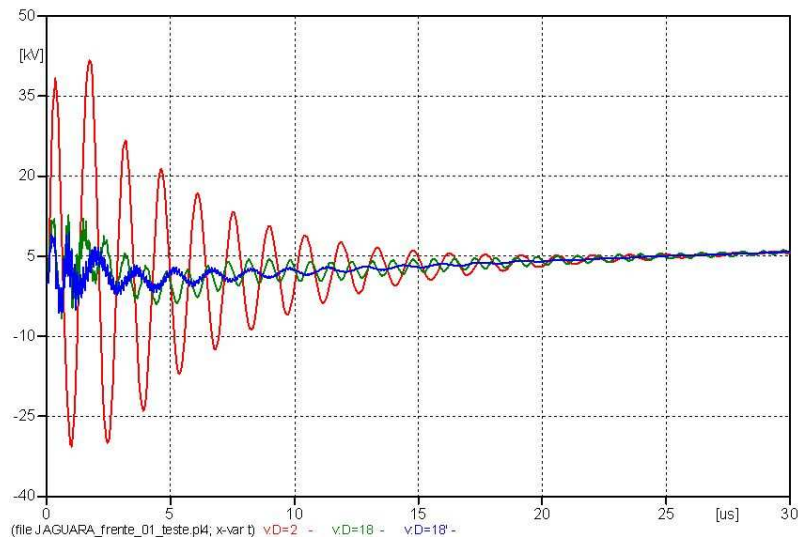


Figura 3.25 – Simulação da tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Jaguará. Distância d de proteção do pára-raios ao gerador para $d = 2$ m (curva vermelha), $d = 18$ m (curva verde) e $d = 18$ m, mas com o capacitor localizado a 2m do gerador (curva azul) [47]

A partir dos resultados simulados, percebe-se que o aumento da distância d de proteção proporciona uma redução significativa no nível da tensão máxima resultante no gerador, de 40 kV na situação A para 10 kV na situação B. Porém, percebe-se um aumento da frequência de oscilação da tensão, de 0.8 MHz para 1.2 MHz, menor do que aquele observado para a UHE Capim Branco I. Mantendo-se o capacitor próximo ao gerador e o pára-raios distante, situação C, percebe-se uma redução ainda maior nos níveis das sobretensões resultantes, ou seja, de 10 kV na situação B para 8 kV na situação C.

Portanto, conclui-se através das Figuras 3.24 e 3.25 que na medida em que se afasta o pára-raios do gerador, os níveis de sobretensão nos terminais do gerador são reduzidos. O aumento do dv/dt decorrente do aumento da frequência observado da situação A para a situação B não é um fator preocupante para essas máquinas, já que os seus enrolamentos são do tipo monoespiras ou barras, conforme descrito no Capítulo 2. Mantendo-se o capacitor próximo ao gerador e o pára-raios distante, percebe-se uma redução ainda maior nos níveis das sobretensões resultantes. Além disso, as oscilações de tensão na situação C são amortecidas bem mais rapidamente do que nas situações A e

B. Pode-se afirmar ainda que o maior efeito na redução das sobretensões observada para a UHE Jaguara em relação a UHE Capim Branco I deve-se ao menor valor obtido para o fator K_{bg} daquela usina, ou seja, 0,09 contra 0,13, respectivamente.

Desse modo, se confirma a teoria apresentada no item 3.5, a qual afirma que, nas situações onde o fator K_{bg} for menor que um, uma melhor coordenação de isolamento é obtida na medida em que se aumenta a distância de proteção dos pára-raios em relação à máquina.

No próximo item deste trabalho, é verificada, através de ensaios em laboratório, a influência da distância de proteção discutida no presente item.

3.7 Medições em laboratório para a verificação da influência da distância de proteção

De forma a subsidiar o que foi dito nos itens 3.5 e 3.6, foram realizadas medições em laboratório para se verificar a influência da distância de proteção nas sobretensões resultantes em um resistor de valor fixo, o qual representa a impedância de surto de uma máquina real. Para isto, utilizou-se o circuito mostrado na Figura 3.26:

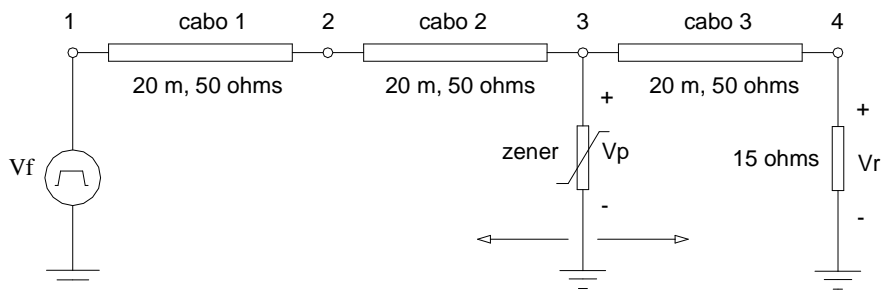


Figura 3.26 – Circuito usado em laboratório para a verificação da influência da distância de proteção

Neste circuito, tem-se:

- Uma fonte de tensão de onda quadrada V_f de 20 V pico a pico, com uma impedância interna de 50Ω , representando o surto de tensão incidente na linha;
- Três cabos coaxiais conectados em série, tendo cada um 20 m de comprimento e uma impedância de surto Z_b de 50Ω e um tempo de trânsito de aproximadamente $1.1 \mu s$, representando a linha de alimentação da máquina;
- Um resistor de 15Ω , representando a impedância de surto Z_g da máquina;

- Um diodo *zener* com uma tensão de aproximadamente 6 V, representando o pára-raios *PR* da máquina;
- Um osciloscópio digital para a medição da tensão V_r no resistor.

As medições foram realizadas variando-se a posição do diodo *zener* nos pontos 1, 2, 3 e 4 da Figura 3.26, mantendo-se fixo o resistor na posição 4. Desta forma, foram realizadas quatro medições das tensões resultantes no resistor, em função da variação do posicionamento do diodo *zener* nos quatro pontos. Os resultados são mostrados a seguir, e são comparados com simulações do mesmo circuito realizadas no programa ATP [23], conforme as Figuras 3.27 e 3.28. Nessas figuras, V_1 é a tensão V_r no resistor com o diodo posicionado no ponto 1, V_2 é a tensão V_r no resistor com o diodo posicionado no ponto 2, e assim sucessivamente.

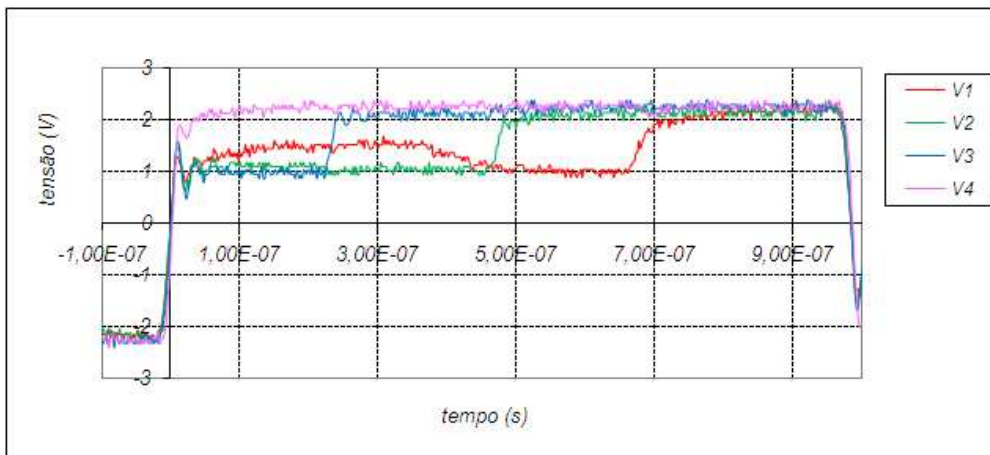


Figura 3.27 - Valores medidos da tensão V_r , variando-se a posição do diodo *zener* desde o ponto 1 (V_1) até o ponto 4 (V_4), $R = 15 \Omega$

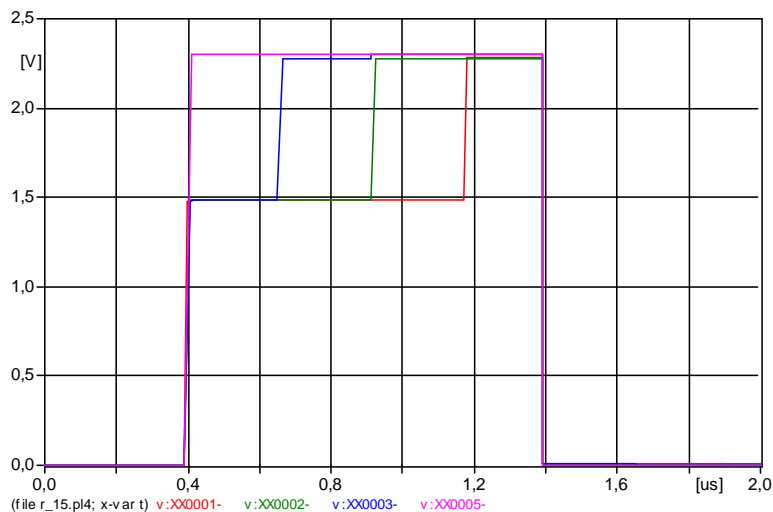


Figura 3.28 - Valores simulados da tensão V_r , variando-se a posição do diodo *zener* desde o ponto 1 ($XX0001$) até o ponto 4 ($XX0005$), $R = 15 \Omega$

A partir dos resultados medidos e simulados, os quais apresentam uma boa equivalência, observa-se que a tensão $V1$ no resistor demora cerca de $0,7 \mu\text{s}$ para aumentar de um patamar de 1 V para 2 V , enquanto a tensão $V2$ demora cerca de $0,45 \mu\text{s}$ para o mesmo aumento, a tensão $V3$ demora cerca de $0,25 \mu\text{s}$ e finalmente a tensão $V4$ quase que instantaneamente atinge a tensão de 2 V , permanecendo na mesma durante $1,0 \mu\text{s}$. Portanto, a tensão $V1$ no resistor, com o diodo *zener* posicionado o mais distante do mesmo (ponto 1 da Figura 3.26), é a que fica menos tempo (cerca de $0,3 \mu\text{s}$) no patamar máximo de 2 V , conseqüentemente sendo este o arranjo que proporciona uma maior proteção ao resistor.

A partir dos resultados medidos e simulados, observa-se que uma melhor proteção é conseguida na medida em que o diodo *zener* (representando o pára-raios da máquina) se afasta do elemento a ser protegido (neste caso, o resistor de 15Ω simulando a impedância de surto da máquina), comprovando o que foi mencionado nos itens 3.5 e 3.6 deste trabalho.

A título de comparação, foram realizadas as mesmas medições, porém utilizando-se no ponto 4 da linha uma impedância infinita (linha aberta), cujos resultados podem ser vistos na Figura 3.29. Da mesma forma, simulações representando este mesmo caso foram realizadas no ATP [23], com o intuito de validar a medição, mostradas na Figura 3.30.

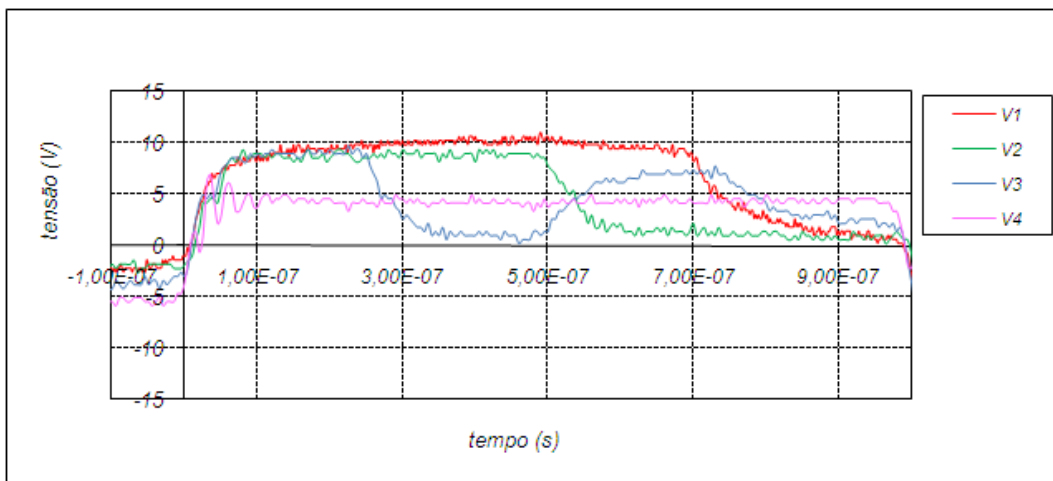


Figura 3.29 - Valores medidos da tensão V_r , variando-se a posição do diodo *zener* desde o ponto 1 ($V1$) até o ponto 4 ($V4$), $R = \infty$

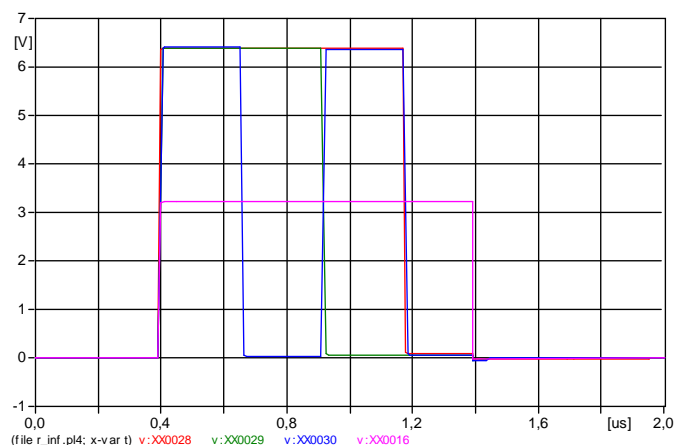


Figura 3.30 - Valores simulados da tensão V_r , variando-se a posição do diodo zener desde o ponto 1 (XX0028) até o ponto 4 (XX0016), $R = \infty$

Pelas Figuras 3.29 e 3.30, percebe-se que uma melhor coordenação é conseguida quando o zener (representando a proteção) se aproxima do elemento a ser protegido, representado aqui por uma impedância infinita.

Desta forma, comprova-se que, para o caso das cargas ou equipamentos cuja impedância de surto apresente valor inferior àquela do cabo ou barramento que os alimenta, o melhor desempenho da proteção contra surtos será conseguido quando esta estiver localizada a maiores distâncias dos terminais dos equipamentos a serem protegidos. Curiosamente, se essa maior distância for, por exemplo, próxima aos terminais de média tensão de um transformador, o dispositivo poderá proporcionar uma proteção adicional aos mesmos, bem como aos demais equipamentos situados entre o transformador e a carga, tais como os transformadores auxiliares, transformadores para instrumentos, dispositivos de manobra, etc.

Os grandes hidro e turbogeradores monoespiras normalmente possuem uma impedância de surto inferior à do barramento blindado que os alimenta. Neste caso, a solução ótima para a localização da proteção contra surtos é a maiores distâncias de seus terminais. Quanto ao capacitor de surto, é mais interessante mantê-lo o mais próximo possível dos terminais da máquina, conforme foi visto através das simulações representadas nas Figuras 3.24 e 3.25. É interessante destacar ainda que, nos casos em que o fator K_{bg} for menor que um, quanto maior o dv/dt da onda de surto incidente, mais se torna atraente essa solução, como é o caso dos surtos rápidos. Para os surtos com tempos de subida maiores do que o tempo de reflexão da onda no enrolamento, o posicionamento do supressor de surto com relação à máquina não exerce maiores influências nas tensões resultantes nos seus terminais [11, 12].

3.8 Considerações finais

Neste capítulo, foram discutidas as modelagens das máquinas elétricas rotativas frente aos surtos de tensão, os quais foram classificados em surtos oscilatórios e rápidos. Alguns dos modelos disponíveis na literatura foram apresentados e avaliados, considerando a sua classificação. Foi verificado que a modelagem dos enrolamentos das máquinas elétricas para os surtos oscilatórios, os quais possuem frequências associadas até a ordem de 100 kHz, é representada em sua maioria por modelos baseados na teoria das linhas de transmissão e por modelos PI equivalente, cujos parâmetros são também derivados da teoria das linhas. Para os surtos rápidos, os quais possuem frequências associadas da ordem de centenas de kHz até dezenas de MHz, foi visto que os enrolamentos das máquinas são modelados através de uma impedância de surto concentrada. Essa impedância geralmente é calculada ou através de equações empíricas, cujos parâmetros estão relacionados aos dados de placa básicos da máquina, ou através da geometria da máquina, cujos parâmetros são baseados em dados de projeto e construtivos da máquina. Através da modelagem para os surtos rápidos de três grandes geradores do sistema elétrico, cujos parâmetros e características físicas e dimensionais eram bem conhecidos, foi constatado que os resultados obtidos para cada máquina foram bastante divergentes entre si, não sendo verificada uma padronização razoável entre os modelos. Os modelos baseados na geometria foram os que apresentaram dados um pouco mais consistentes no que se refere às ordens de grandeza dos resultados e à coerência destes com os portes das máquinas avaliadas. Essa divergência entre os resultados obtidos é atribuída à complexidade construtiva das máquinas e à natureza muito rápida do transitório, onde em intervalos de tempo extremamente curtos são associados diferentes valores para as impedâncias de surto, os quais aumentam com o tempo, possuindo dessa forma uma natureza "evolutiva no tempo".

Em seguida, foram analisados os aspectos relacionados à coordenação de isolamento e da influência da distância da proteção contra surtos nos valores das sobretensões resultantes nos terminais das máquinas, considerando os seus modelos para surtos rápidos. Foi visto através de simulações e medições de laboratório que, nas situações onde a impedância de surto da máquina for menor do que a impedância de surto da sua linha de alimentação, melhores resultados são alcançados quando o supressor de surtos ou pára-raios da máquina estiver localizado a maiores distâncias de seus terminais. Quanto ao capacitor de surtos, foi constatado através de simulações computacionais que

a localização do mesmo bem próximo aos terminais da máquina sempre conduzirá aos melhores resultados. Além disso, quando a sua localização próxima à máquina é associada à uma localização mais distante do pára-raios, excelentes resultados são obtidos, com uma significativa redução nos níveis das sobretensões resultantes nos terminais das máquinas.

4 Estudo de caso – Aplicação de um degrau de tensão em um hidrogerador e análise sob o enfoque dos surtos oscilatórios

4.1 Considerações iniciais

No capítulo anterior, foram estudados os vários modelos disponíveis na literatura para a representação das máquinas elétricas frente aos surtos de tensão, onde foi visto que, especificamente para os surtos rápidos, os resultados obtidos através dos modelos conduziram a resultados bastante divergentes. Pode-se constatar ainda que a modelagem depende da natureza do surto e das características e detalhes construtivos das máquinas. Foi apresentada também uma abordagem sobre a coordenação de isolamento na proteção contra os surtos de tensão. Foi visto que, dependendo da relação entre as impedâncias de surto da máquina e do barramento ou cabo que a alimenta, a melhor localização da proteção contra surtos nem sempre é o mais próximo possível dos seus terminais.

Neste capítulo, de modo a avaliar a precisão dos modelos das máquinas para os surtos oscilatórios discutidos no capítulo anterior, são apresentados e discutidos os resultados de medições relativos à aplicação de um degrau de tensão nos terminais de um hidrogerador síncrono de 44,2 MVA e 6,9 kV, pertencente à Usina Hidroelétrica de Igarapava, localizada na região do Triângulo Mineiro, integrante do sistema de geração da Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais). São comparados os resultados obtidos através das medições de campo com aqueles provenientes das simulações utilizando-se alguns dos modelos para os surtos oscilatórios estudados no Capítulo 3. Aqui cabe destacar que o degrau de tensão contém frequências associadas tanto do ponto de vista dos surtos rápidos quanto dos surtos oscilatórios. A escolha da análise a partir dos modelos para os surtos oscilatórios apenas justifica-se pelos seguintes pontos:

- Conforme estabelecido no Capítulo 2, item 2.2.1, o tempo de cauda é o parâmetro sensível, e este tem um tempo superior a 10 μ s;
- Ensaio já realizado em sólidas e renomadas referências anteriores [12, 20, 34, 35, 42] e analisado sob o mesmo enfoque.

Adicionalmente, a partir das formas de onda obtidas pelas medições, são calculadas as impedâncias de surto da máquina em determinados instantes de tempo, já que foi discutido no Capítulo 3 que as mesmas podem variar ao longo do tempo a intervalos muito curtos.

4.2 Características da instalação e das máquinas

Os ensaios no gerador da UHE Igarapava foram realizados nos dias 26 e 27/10/10, e foram possíveis devido a uma parada programada para manutenção na Unidade Geradora nº 4 para a realização de vários serviços de reparo na turbina, no gerador e nos circuitos auxiliares. A usina possui um total de 5 unidades geradoras, e seu diagrama unifilar básico é mostrado na Figura 4.1.

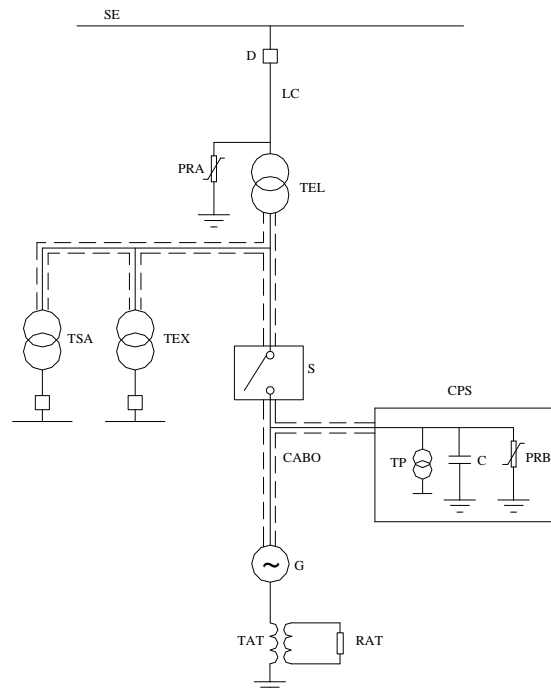


Figura 4.1 – Diagrama unifilar básico da UHE Igarapava

O diagrama da usina é similar àquele mostrado na Figura 2.9, exceto pela presença da chave seccionadora *S* entre o gerador e o transformador elevador, usada para isolar a máquina do sistema em caso de manutenção na unidade geradora, além do uso de cabos isolados de média tensão nas ligações entre o gerador e o transformador, mostrados na Figura 4.1 através de linhas tracejadas. Os geradores da usina são do tipo bulbo, horizontais, e a subestação é do tipo blindada a SF₆, onde estão instalados os disjuntores de alta tensão *D*. O neutro do gerador é aterrado através de alta impedância, com seus

terminais curto-circuitados entre si através de um barramento de cobre, e conectados a um transformador monofásico de aterramento *TAT* com um resistor *RAT* em seu secundário.

A Figura 4.2 mostra uma foto da vista externa da casa de força da usina, enquanto a Figura 4.3 mostra uma foto da maquete de uma unidade geradora da usina, a qual representa uma vista em corte do arranjo da máquina. As Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 mostram detalhes do acesso ao gerador e também internos do mesmo.



Figura 4.2 – Vista externa da casa de força

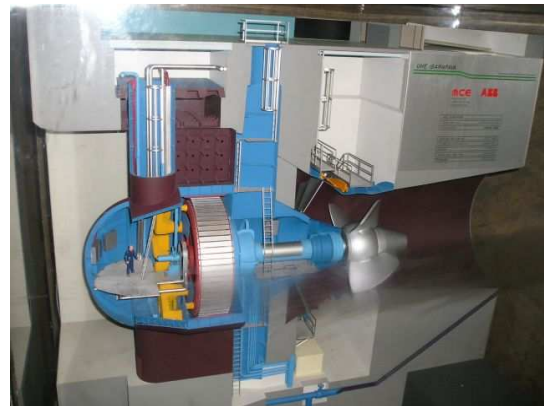


Figura 4.3 – Foto da maquete mostrando a unidade geradora da UHE Igarapava



Figura 4.4 – Escada de acesso ao gerador



Figura 4.5 – Terminais de fase do gerador



Figura 4.6 – Vista interna do gerador

4.2.1 Características do gerador

As características técnicas principais do gerador são sumarizadas na Tabela 4.1, as quais foram obtidas através de documentação específica e dados de placa fornecidos pelo fabricante do gerador [48].

Tabela 4.1 – Características do gerador da UHE Igarapava

Característica	Valor	Unidade
Tipo do gerador	Bulbo	-
Potência nominal	44,2	MVA
Fator de potência	0,95	-
Tensão nominal	6,9	kV
Corrente nominal	3.698,4	A
Frequência nominal	60	Hz
Velocidade nominal	112,5	rpm
Número de pólos	64	-
Reatância síncrona de eixo direto X_d	1,14	pu
Reatância transitória de eixo direto X_d'	0,386	pu
Reatância subtransitória de eixo direto X_d''	0,28	pu
Indutância subtransitória de eixo direto L_d''	0,8	mH
Capacitância fase - terra do enrolamento do estator por fase C_d	1,033	μ F
Resistência do enrolamento do estator por fase a 25°C	3,63	m Ω
Tipo de enrolamento	Barra (monoestira)	-
Número de circuitos paralelos por fase	2	-

4.2.2 Características dos cabos de alimentação do gerador

Os cabos que alimentam a máquina a partir do transformador elevador possuem as seguintes características:

- 6 cabos unipolares de 500 mm² por fase;
- Isolante – EPR ($\epsilon_r = 3$, $\mu_r = 1$);
- Arranjo de cabos unipolares em trifólio sobre bandeja;
- Cabo considerado – Eprotenax compact 105 – 6/10 kV;
- Resistência CA de seqüência positiva por cabo por fase – 0,056 Ω /km;
- Resistência CC por cabo por fase a 20 °C – 0,037 Ω /km;

- Reatância indutiva de seqüência positiva por cabo por fase – 0,102 Ω /km;
- Indutância por fase – 0,2707 mH/km;
- Reatância capacitiva de seqüência positiva por cabo por fase – 3062,0 Ω .km;
- Capacitância por cabo por fase – 0,8667 μ F/km;
- Comprimento do cabo desde a chave seccionadora até o gerador – 55 m.

4.3 Arranjos das medições e resultados obtidos

4.3.1 Instrumentação de ensaio

As medições foram realizadas na Unidade Geradora 4. O sinal aplicado nas medições é uma onda quadrada, com 20 V_{p-p} e um tempo de subida T_s de 16,5 ns, com o gerador de sinais configurado para a obtenção de um sinal tipo degrau de tensão, através do ajuste da frequência da onda quadrada e da janela de medição. As medições foram realizadas em várias configurações, detalhadas a seguir. A Figura 4.7 mostra a forma de onda utilizada para a realização dos ensaios, com os terminais da fonte abertos.

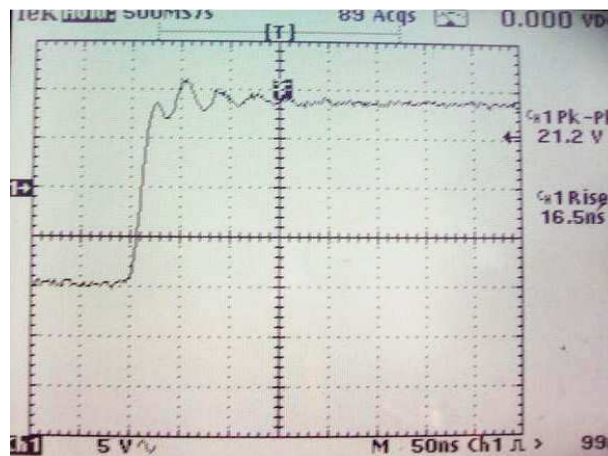


Figura 4.7 – Forma de onda utilizada nos ensaios, com os terminais da fonte desconectados

A seguinte instrumentação foi utilizada nos ensaios:

- Osciloscópio digital de dois canais, marca Tektronix, modelo THS 720P, 100 MHz;
- Gerador de sinal marca HP, modelo 33120A, 15 MHz, 20 V_{p-p}, impedância interna de 50 Ω ;
- Multímetro Fluke 175, True RMS.

4.3.2 Configurações dos circuitos de medição e modelos utilizados nas simulações computacionais

Foram utilizados três arranjos para a realização das medições, a saber:

- A. Aplicação de um degrau de tensão em uma fase dos cabos de alimentação do gerador, com os terminais de neutro abertos;
- B. Aplicação de um degrau de tensão em uma fase do gerador, com uma resistência concentrada entre a fonte e o terminal de fase do enrolamento, com os terminais de neutro abertos;
- C. Aplicação de um degrau de tensão em uma fase do gerador com a medição da resposta em uma outra fase, com os terminais de neutro interligados.

Para cada configuração, foram medidas as formas de onda da tensão aplicada e da tensão resultante nos terminais de fase do gerador. Para o arranjo B, foram também medidas as tensões no terminal de neutro.

As configurações detalhadas dos circuitos usados para as medições são mostradas a seguir, bem como os modelos de circuito usados para as simulações. Os resultados obtidos através das medições são comparados com aqueles obtidos através das simulações computacionais realizadas no ATP [23]. Para as simulações, foram utilizados os modelos *MSO-1* e *MSO-3* apresentados no item 3.2.1 deste trabalho, os quais correspondem aos modelos linha de transmissão sem perdas e PI equivalente para distúrbios desbalanceados, respectivamente. A escolha de tais modelos se justifica pelo fato da forma de onda aplicada nos terminais da máquina ser do tipo degrau de tensão. Conforme afirmado no Capítulo 3, a melhor representação da máquina para esta forma de onda é através dos modelos para os surtos oscilatórios, já que, embora o tempo de frente da tensão aplicada seja bastante curto (16,5 ns), o tempo de cauda é longo (cerca de 500 μ s), muito maior que os tempos de trânsito característicos dos enrolamentos das grandes máquinas monoespiras, os quais são da ordem de 20 a 30 μ s [12].

CASO A – Aplicação de um degrau de tensão em uma fase dos cabos de alimentação do gerador, com os terminais de neutro abertos

Circuito de medição

Nesta primeira configuração, representada pelo circuito da Figura 4.8, o sinal V_{surto} é aplicado em uma fase nos terminais dos cabos de alimentação da máquina, acessíveis através dos terminais da chave seccionadora S, localizada no seu cubículo de média tensão. O ensaio foi realizado com a chave S aberta, estando os cabos das demais fases aterrados. Os terminais de neutro foram abertos. Os terminais de neutro foram abertos.

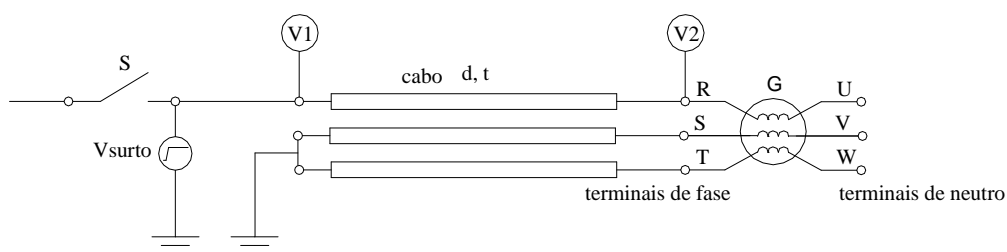


Figura 4.8 – Circuito de medição – Caso A

Na figura, tem-se que:

- V_{surto} = degrau de tensão aplicado pelo gerador de sinais, igual a $20 V_{\text{p-p}}$, com um tempo de subida T_s igual a $16,5 \text{ ns}$;
- V1 = sinal medido no canal 1 do osciloscópio;
- V2 = sinal medido no canal 2 do osciloscópio;
- S = chave seccionadora.

A Figura 4.9 mostra a chave seccionadora aberta e a medição sendo realizada em seu terminal, enquanto a Figura 4.10 mostra o gerador de sinais utilizado no ensaio.



Figura 4.9 – Medição da tensão no terminal da chave, Caso A



Figura 4.10 – Gerador de sinais para o Caso A

Conforme informado na Tabela 4.1, o gerador possui dois circuitos paralelos por fase; portanto, a configuração real dos terminais do gerador G é mostrada na Figura 4.11. Estando a máquina em operação, os paralelos de cada fase são interligados através das ligações dos cabos isolados junto ao cubículo da chave seccionadora S, enquanto os terminais de neutro são curto-circuitados entre si e interligados ao transformador de aterramento.

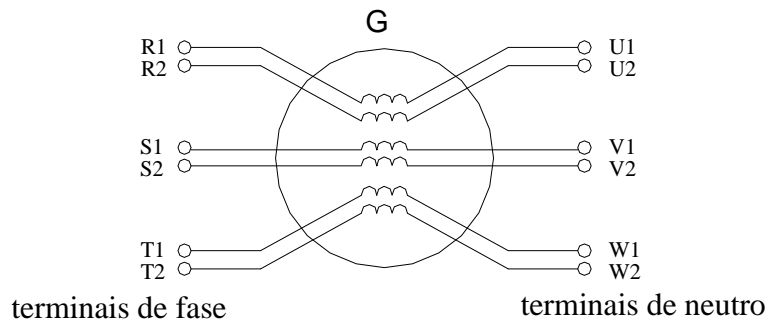


Figura 4.11 – Detalhe dos circuitos paralelos e terminais do gerador G

Neste caso, a tensão é aplicada na fase R, nos terminais de entrada dos cabos isolados, com a chave seccionadora aberta e os terminais de neutro abertos, conforme mostra a Figura 4.8. A medição V2 foi realizada em um dos terminais de um circuito paralelo R1. Em função da disponibilidade de apenas um osciloscópio e da grande distância entre os terminais de entrada e saída dos cabos, os sinais V1 e V2 foram medidos de forma não simultânea.

Circuitos de simulação

Os circuitos equivalentes utilizados para as simulações computacionais são mostrados nas Figuras 4.12 e 4.13.

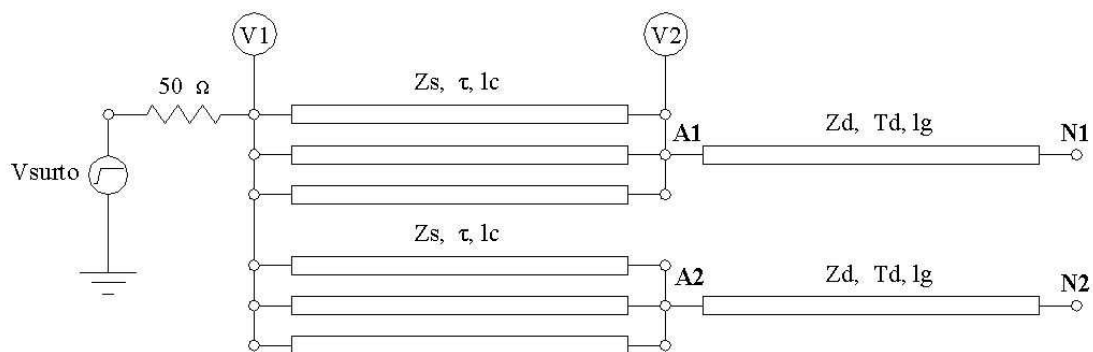


Figura 4.12 – Circuito de simulação utilizando o modelo linha de transmissão (LT) do gerador, Caso A

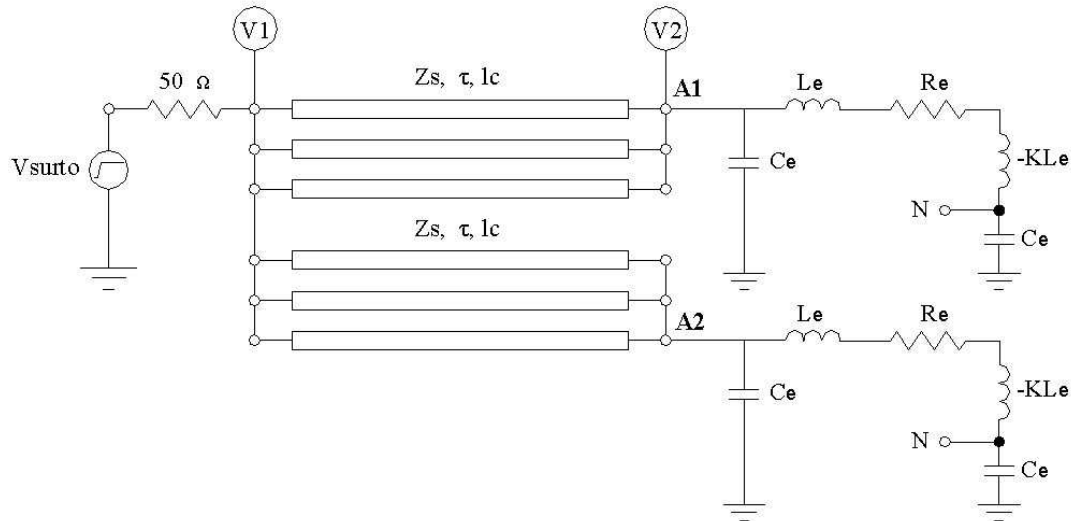


Figura 4.13 – Circuito de simulação utilizando o modelo PI equivalente do gerador, Caso A

Para a representação dos cabos, será utilizado o modelo monofásico de linhas transpostas a parâmetros distribuídos, sem perdas, disponível no ATP [23]. De acordo com os itens 3.4.2 e 4.2.2, um único cabo apresenta os seguintes parâmetros:

- $v = \frac{C}{\sqrt{\epsilon_r \cdot \mu_r}} = \frac{3 \cdot 10^8}{\sqrt{3 \cdot 1}} = 173,21 \text{ m}/\mu\text{s};$
- $Z_s = \sqrt{l/c} = \sqrt{0,2707 \cdot E - 3 / 0,8667 \cdot E - 6} = 17,67 \text{ } \Omega;$
- $\tau = d/v = 50/173,21 = 0,2887 \text{ } \mu\text{s}.$

Onde:

- v = velocidade de propagação do cabo;
- C = velocidade da luz;
- ϵ_r = permissividade relativa da isolação;
- μ_r = permeabilidade relativa da isolação;
- Z_s = impedância de surto do cabo;
- l = indutância do cabo por unidade de comprimento;
- c = capacitância do cabo por unidade de comprimento;
- τ = tempo de propagação do cabo;
- lc = comprimento do cabo desde o ponto de aplicação do surto até a máquina.

Como a alimentação do gerador é feita através de seis cabos por fase, a impedância de surto total equivalente da linha de alimentação é igual a $17,7/6 = 2,95 \text{ } \Omega$ por fase.

Para o modelamento do gerador, são usados os modelos PI equivalente monofásico para distúrbios desbalanceados *MSO-1* e linha de transmissão do enrolamento do gerador *MSO-2*, ambos por circuito paralelo, discutidos no item 3.2.1 deste trabalho.

Para o modelo linha de transmissão do gerador, os seguintes parâmetros por circuito paralelo foram obtidos, através das Equações (3.2) e (3.3):

- $T_d = s\sqrt{LC} = \sqrt{L_d'' \cdot C_d} = \sqrt{1,6E-3 \cdot 0,5165E-6} = 28 \mu\text{s};$
- $Z_d = \sqrt{L/C} = \sqrt{L_d'' / C_d} = \sqrt{\frac{1,6E-3}{0,5165E-6}} = 55 \Omega;$
- $lg = 400 \text{ m}.$

Onde:

- T_d é o tempo de propagação por circuito paralelo do gerador;
- Z_d é a impedância de surto do gerador para surtos oscilatórios por circuito paralelo do gerador;
- lg é o comprimento efetivo de cada circuito paralelo do gerador (fornecido pelo fabricante do gerador [48]).

Para o modelo PI do gerador, os parâmetros por circuito paralelo foram obtidos através das Equações (3.22), (3.23) e (3.24):

- $L_e = 1,6 \text{ mH};$
- $R_e = 15,42 \Omega;$
- $C_e = 0,2092 \mu\text{F};$
- $K = 0,23.$

Resultados obtidos e discussão

A Figura 4.14 mostra as tensões V1 e V2 medidas, enquanto as Figuras 4.15 e 4.16 mostram essas mesmas tensões sobrepostas àquelas simuladas, respectivamente, usando os modelos de circuito PI equivalente e linha de transmissão apresentados no item 3.2.1.

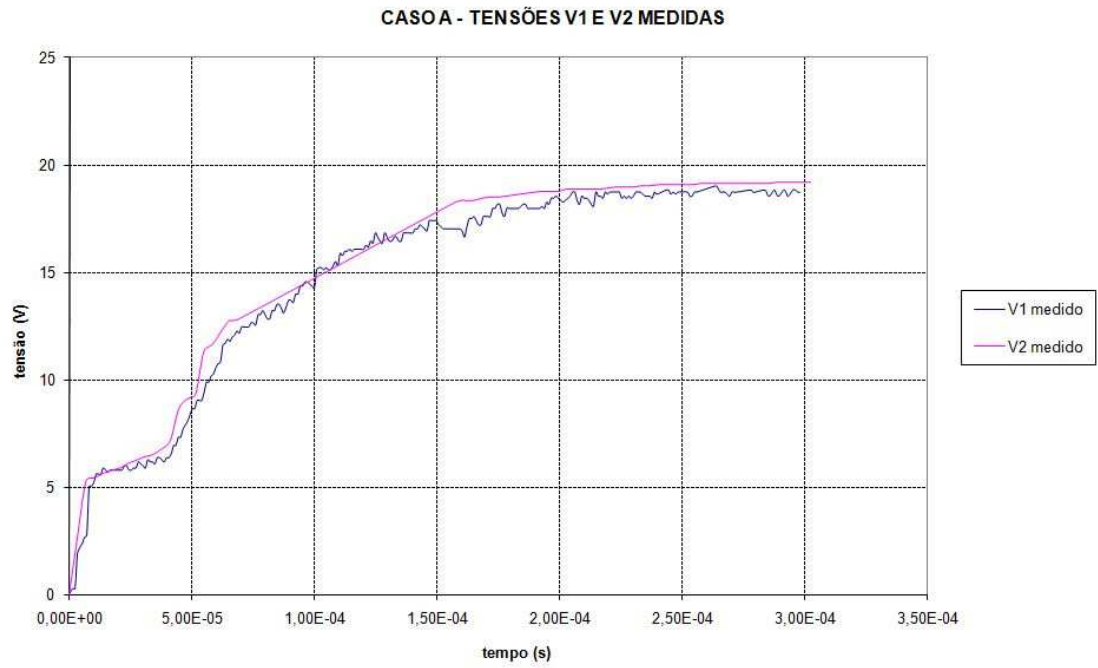


Figura 4.14 – Tensões V1 e V2 medidas para o Caso A

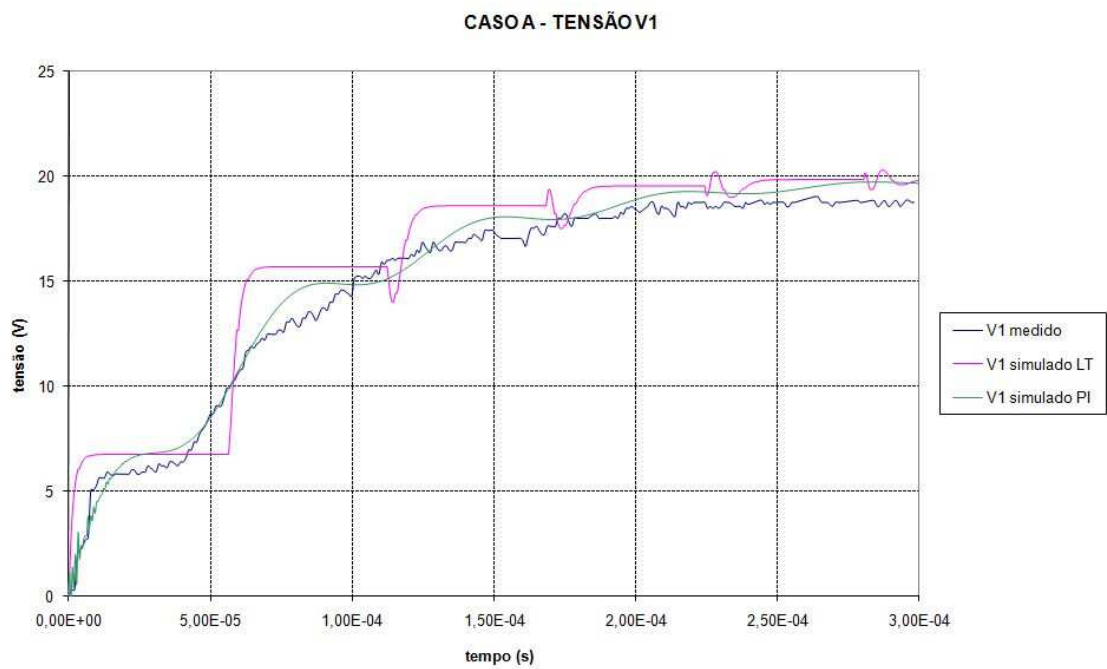


Figura 4.15 – Tensão V1 medida e simulada para o Caso A, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador

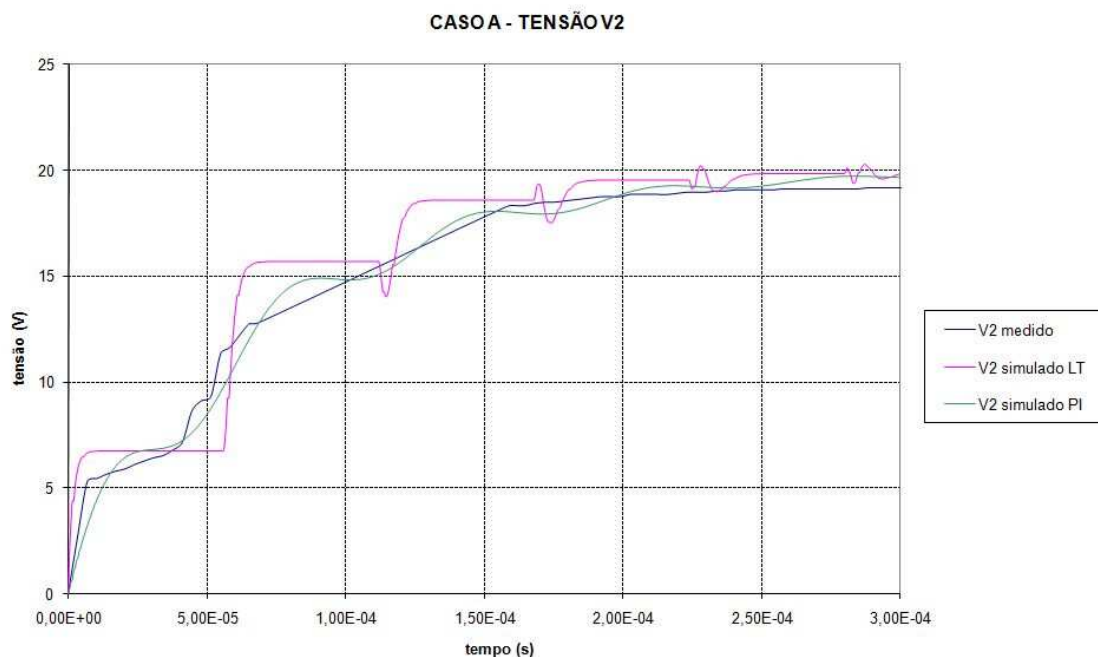


Figura 4.16 – Tensão V2 medida e simulada para o Caso A, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador

A partir dos resultados, pode ser constatado que os modelos simulados retratam bem o comportamento da máquina obtido através das medições. Para essa situação, o modelo PI paralelo mostrou-se mais adequado para essa simulação, acompanhando com boa precisão a propagação da tensão medida ao longo do enrolamento. O resultado do modelo de linha de transmissão apresenta uma tendência semelhante àquela da situação medida, porém o resultado verificado através de degraus de tensão não representa com fidelidade o comportamento da máquina.

Pela Figura 4.14, percebe-se uma semelhança muito grande entre as tensões medidas V1 e V2. Isto mostra que o cabo de alimentação da máquina tem pouca influência nestas tensões medidas, já que o mesmo possui tanto uma impedância de surto quanto um tempo de trânsito muito baixos, quando comparados àqueles apresentados pelo gerador.

De forma a simular uma situação real, são mostrados a seguir os resultados obtidos considerando a impedância do gerador de sinais igual a zero, utilizando-se os mesmos modelos de circuito para o gerador, uma vez que os mesmos foram considerados válidos. A Figura 4.17 mostra a simulação da tensão nos terminais da máquina usando os modelos linha de transmissão e PI equivalente para o gerador, com a impedância da fonte igual a zero.

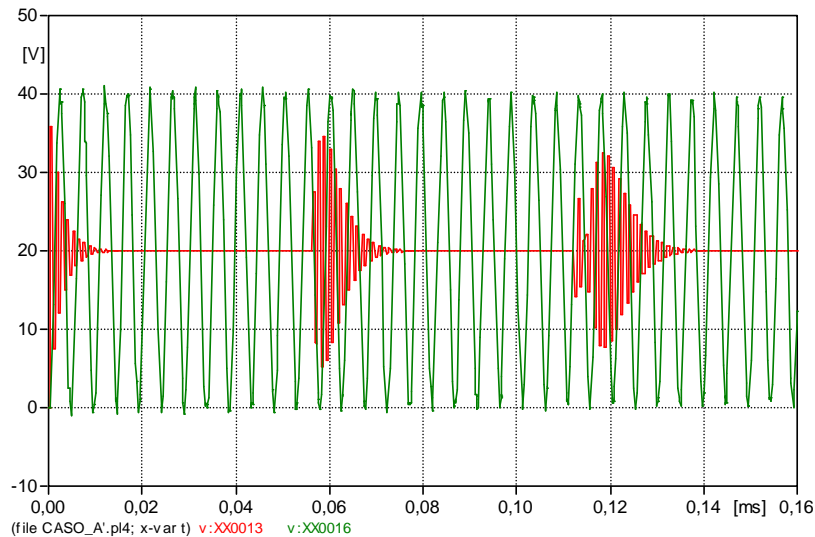


Figura 4.17 – Tensões V_2 nos terminais do gerador para o Caso A, simuladas considerando a impedância da fonte igual a zero; curva em vermelho representa o modelo linha de transmissão, enquanto a curva em verde representa o modelo PI equivalente

A partir dos resultados apresentados, pode-se afirmar que sobretensões de praticamente o dobro da tensão incidente são estimadas nos terminais da máquina para os dois modelos, quando a impedância da fonte de tensão (neste caso, do gerador de sinais) for nula. Há também a presença de fortes oscilações de tensão com lento decaimento, principalmente no modelo PI equivalente. No modelo linha de transmissão, múltiplas reflexões ocorrem no terminal de neutro, o qual está aberto, com as oscilações de tensão ocorrendo a cada dois tempos de trânsito calculados para o enrolamento do gerador.

CASO B – Aplicação de um degrau de tensão em uma fase do gerador, com uma resistência concentrada entre a fonte e o terminal de fase do enrolamento, com os terminais de neutro abertos

Circuito de medição

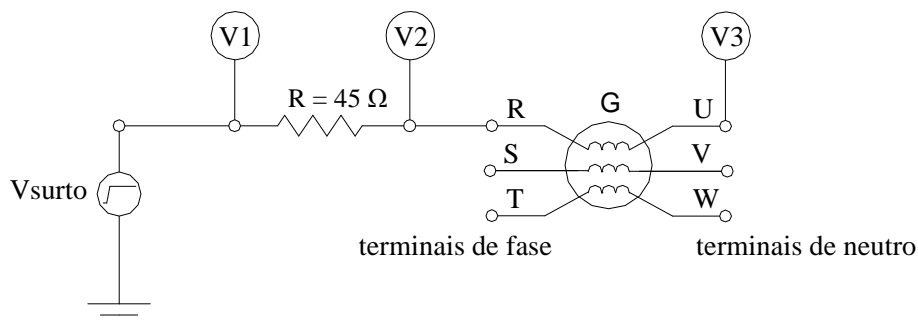


Figura 4.18 – Circuito de medição – Caso B

Neste caso, é utilizado um resistor R de valor ôhmico conhecido ($R = 45 \Omega$) conectado em série com o terminal de um paralelo da fase R do gerador, com os terminais de neutro abertos. Os sinais V1 e V2 foram medidos de forma simultânea, e o sinal V3 foi medido separadamente.

As Figuras 4.19, 4.20 e 4.21 mostram fotos desta configuração do ensaio.



Figura 4.19 – Medição da tensão V1 no terminal de fase da máquina, com um resistor de 45Ω em série com o enrolamento, Caso B



Figura 4.20 – Detalhe dos terminais de fase da máquina com os cabos desconectados, onde foi medida a tensão V2, Caso B



Figura 4.21 – Medição da tensão V3 no terminal de neutro da máquina, com os terminais em aberto, Caso B

Circuitos de simulação

Os circuitos equivalentes utilizados para as simulações computacionais são mostrados nas Figuras 4.22 e 4.23.

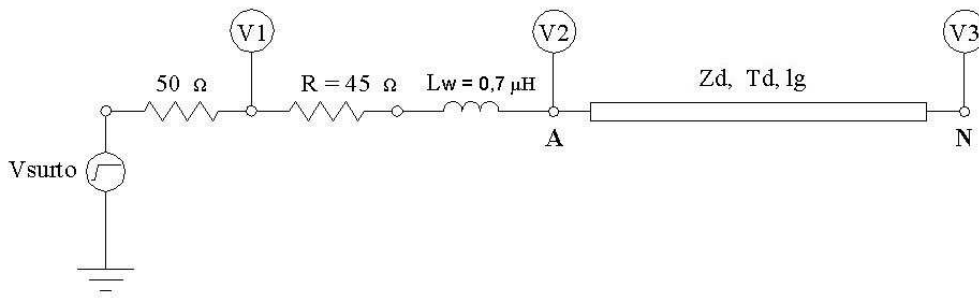


Figura 4.22 – Circuito de simulação utilizando o modelo linha de transmissão (LT) do gerador, Caso B

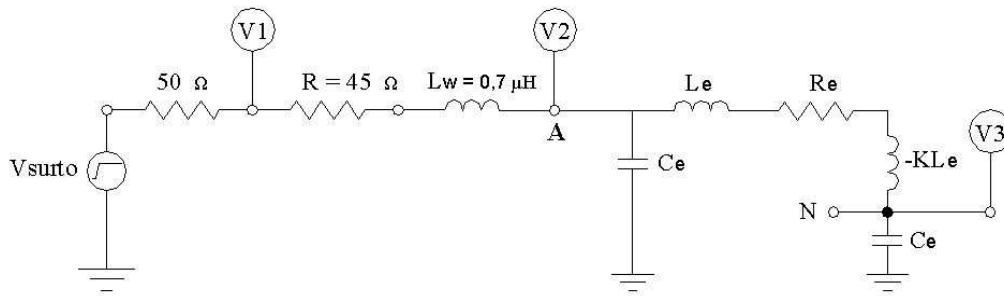


Figura 4.23 – Circuito de simulação utilizando o modelo PI equivalente do gerador, Caso B

Para o modelamento do gerador, são usados os modelos PI equivalente monofásico para distúrbios desbalanceados *MSO-1* e linha de transmissão do enrolamento do gerador *MSO-2*, ambos por circuito paralelo, discutidos no item 3.2.1 deste trabalho.

Para o modelo linha de transmissão do gerador, os parâmetros por circuito paralelo foram os mesmos obtidos para o Caso A, ou seja:

- $T_d = 28 \mu s$;
- $Z_d = 55 \Omega$;
- $lg = 400 m$.

Onde:

- T_d é o tempo de propagação por circuito paralelo do gerador;
- Z_d é a impedância de surto do gerador para surtos oscilatórios por circuito paralelo do gerador;
- lg é o comprimento efetivo de cada circuito paralelo do gerador.

Para o modelo PI do gerador, os parâmetros por circuito paralelo também foram os mesmos obtidos para o Caso A, a saber:

- $L_e = 1,6 mH$;
- $R_e = 15,42 \Omega$;

- $C_e = 0,2092 \mu\text{F}$;
- $K = 0,23$.

Além disso, foi representada também a indutância equivalente L_w representativa do resistor R e de sua conexão aos terminais do gerador, a qual foi assumida estar em torno de $0,7 \mu\text{H}$ [12].

Resultados obtidos e discussão

As Figuras 4.24, 4.25 e 4.26 mostram respectivamente as tensões V_1 , V_2 e V_3 medidas e simuladas.

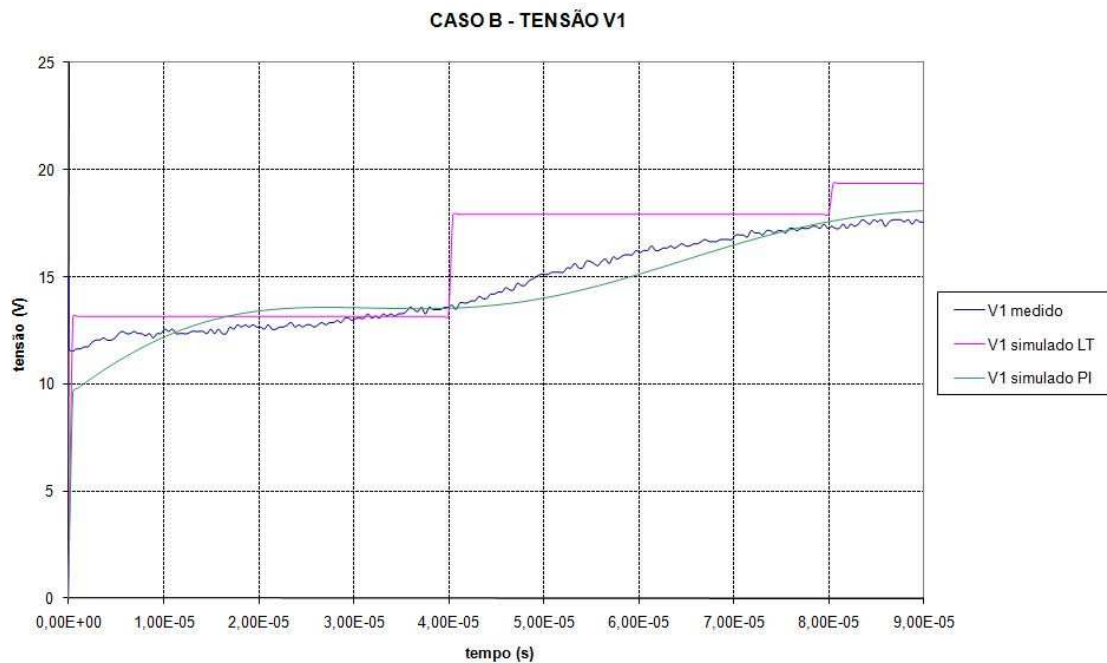


Figura 4.24 – Tensão V_1 medida e simulada para o Caso B, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador

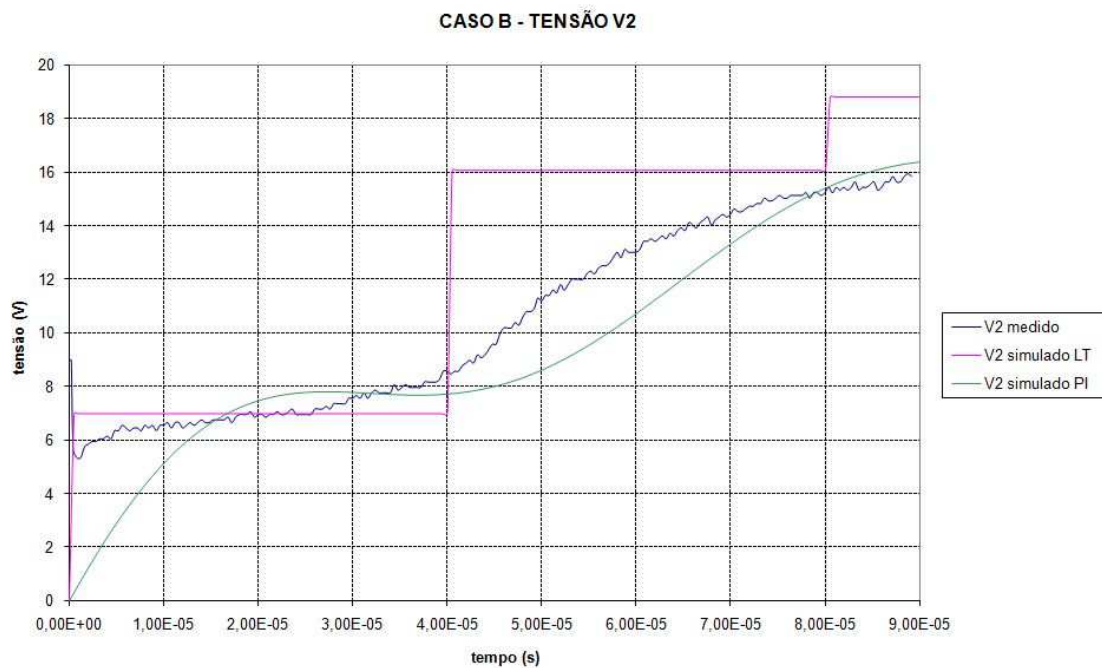


Figura 4.25 – Tensão V2 medida e simulada para o Caso B, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador

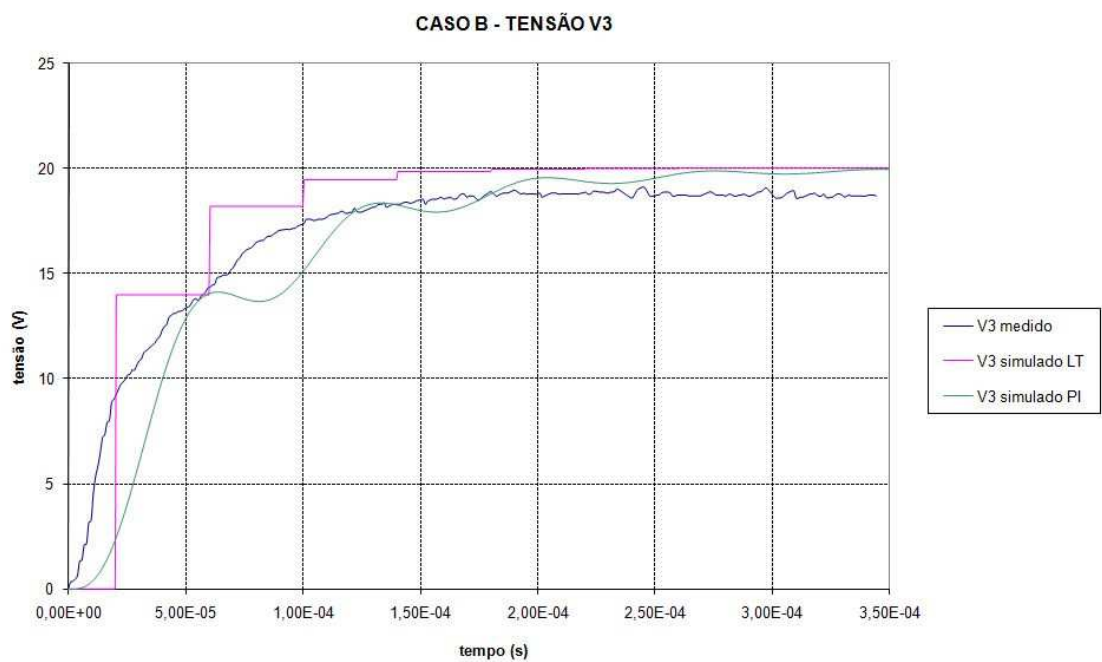


Figura 4.26 – Tensão V3 medida e simulada para o Caso B, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador

A partir das formas de onda medidas e simuladas, pode-se verificar que novamente foi observada uma boa similaridade entre as curvas, nesse caso especialmente para o modelo PI equivalente do gerador.

Cálculo da impedância equivalente da máquina

A Figura 4.27 mostra em um mesmo gráfico as tensões medidas V1 e V2 para o Caso B. A partir dos gráficos, pode-se estimar, conforme demonstrado a seguir, o valor da impedância equivalente do gerador em função do tempo.



Figura 4.27 – Tensões medidas V1 e V2 em uma fase do gerador para o Caso B

A Figura 4.28 representa o circuito equivalente para o arranjo estudado no Caso B.

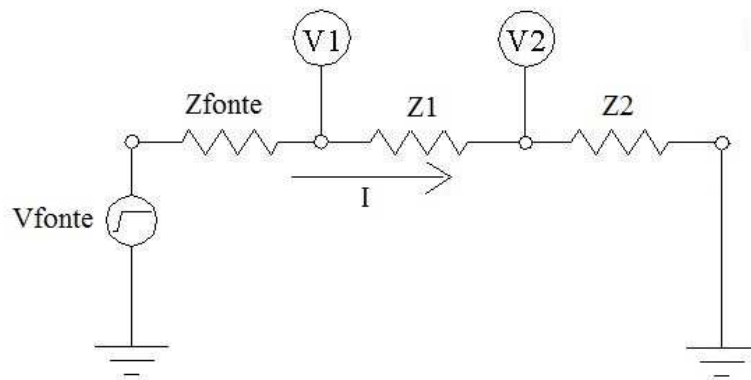


Figura 4.28 – Circuito equivalente para o Caso B

Onde:

- V_{fonte} = tensão da fonte em circuito aberto = 20 V;
- Z_{fonte} = impedância interna da fonte = 50 Ω ;
- Z_1 = impedância do resistor R = 45 Ω ;

- $Z2$ = impedância equivalente Zd do gerador;
- $V1$ = tensão medida entre a fonte e o resistor R ;
- $V2$ = tensão medida nos terminais do gerador;
- I = corrente do circuito.

A partir do circuito equivalente da Figura 4.28, têm-se pela lei das tensões de Kirchoff em uma malha que:

$$- V_{\text{fonte}} + Z_{\text{fonte}} I + Z1 I + Z2 I = 0 \quad (4.1)$$

Substituindo os valores nessa Equação, tem-se que:

$$- 20 + 95 I + Z2 I = 0$$

$$(95 + Z2) I = 20$$

$$I = 20 / (95 + Z2) \quad (4.2)$$

Do mesmo circuito, tem-se que

$$I = (V1 - V2) / Z1 \quad (4.3)$$

Fazendo $Z1 = 45 \Omega$, obtém-se:

$$I = (V1 - V2) / 45 \quad (4.4)$$

Igualando as Equações (4.2) e (4.4), tem-se que:

$$(V1 - V2) / 45 = 20 / (95 + Z2)$$

Após simples manipulações algébricas, tem-se finalmente que:

$$Z2 = [900 / (V1 - V2)] - 95 [\Omega] \quad (4.5)$$

A partir das tensões medidas $V1$ e $V2$ obtidas a partir da Figura 4.27 e do cálculo de $Z2$ através da Equação (4.5), pode-se estimar o valor da impedância equivalente do gerador em função do tempo, mostrado na Figura 4.29.

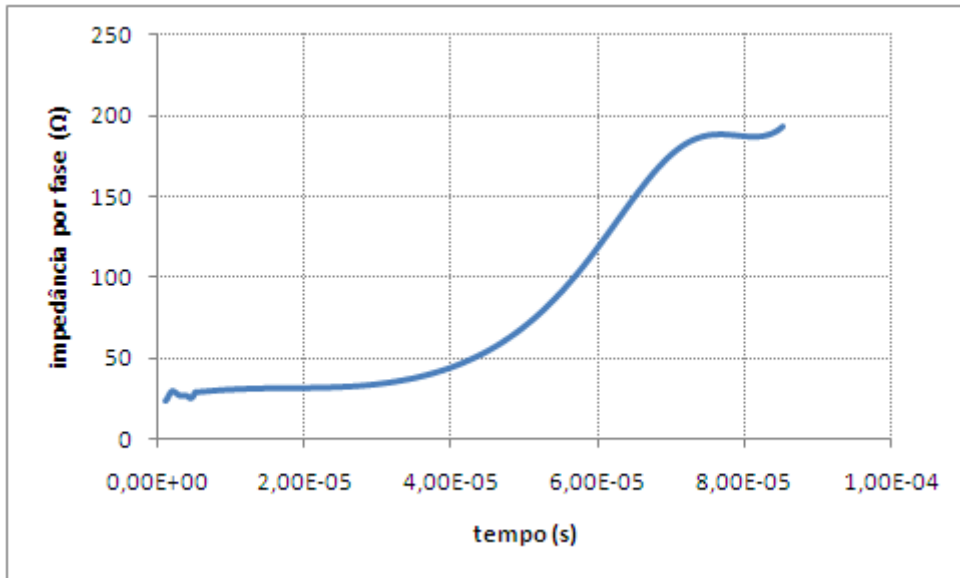


Figura 4.29 – Evolução no tempo da impedância equivalente de uma fase do gerador

Por exemplo, em seis momentos distintos tem-se que:

- para $t_1 = 1 \mu\text{s}$, $Z_2 = 47,0 \Omega/\text{paralelo} = \mathbf{23,5 \Omega/\text{fase}}$;
- para $t_2 = 5 \mu\text{s}$, $Z_2 = 57,5 \Omega/\text{paralelo} = \mathbf{28,7 \Omega/\text{fase}}$;
- para $t_3 = 10 \mu\text{s}$, $Z_2 = 61,1 \Omega/\text{paralelo} = \mathbf{30,5 \Omega/\text{fase}}$;
- para $t_4 = 20 \mu\text{s}$, $Z_2 = 62,9 \Omega/\text{paralelo} = \mathbf{31,5 \Omega/\text{fase}}$;
- para $t_5 = 30 \mu\text{s}$, $Z_2 = 67,8 \Omega/\text{paralelo} = \mathbf{33,9 \Omega/\text{fase}}$;
- para $t_6 = 50 \mu\text{s}$, $Z_2 = 139,1 \Omega/\text{paralelo} = \mathbf{69,6 \Omega/\text{fase}}$.

Os valores calculados da impedância do gerador a partir das formas de onda medidas apresentam um comportamento coerente com o exposto no Capítulo 3, onde uma impedância inicial de pequeno valor apresenta um aumento em sua amplitude ao longo do tempo.

Considerando que o tempo de trânsito do surto no enrolamento é da ordem de $28 \mu\text{s}$, conforme calculado no Caso A, pode-se perceber que entre $5 \mu\text{s}$ e aproximadamente $30 \mu\text{s}$, a impedância de surto da máquina mantém-se praticamente constante, onde se pode supor que as pequenas alterações em seus valores até o instante $30 \mu\text{s}$ se devem ao efeito da blindagem do núcleo nos instantes iniciais da onda de surto, os quais são associados a frequências elevadas, da ordem de dezenas de MHz, conforme discutido no Capítulo 3. A partir de $t = 40 \mu\text{s}$ aproximadamente, a impedância de surto se eleva

consideravelmente, devido à composição das ondas refletidas da teoria de propagação de ondas em linhas de transmissão, onde a partir de um instante de aproximadamente $t = 90 \mu\text{s}$, a impedância se aproxima de um valor infinito, com a tensão $V1$ aproximando-se da tensão $V2$, conforme a Figura 4.27.

A ordem de grandeza da impedância está coerente com o cálculo apresentado pela referência [13], e está superior ao proposto na referência [12], sumarizados na Tabela 3.3.

CASO C - Aplicação de um degrau de tensão em uma fase do gerador com a medição da resposta em outra fase, com os terminais de neutro interligados

Circuito de medição

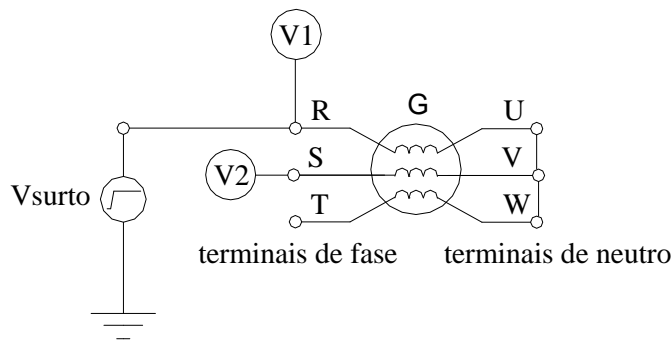


Figura 4.30 – Circuito de medição – Caso C

Neste caso, o sinal V_{surto} é aplicado em um paralelo do terminal da fase R1 e medido nos terminais R1, S1 e S2 do gerador (conforme a Figura 4.30), com todos os terminais de neutro curto-circuitados. Os sinais $V1$ e $V2$ foram medidos de forma simultânea.

Circuitos de simulação

Os circuitos equivalentes utilizados para as simulações computacionais são mostrados nas Figuras 4.31 e 4.32.

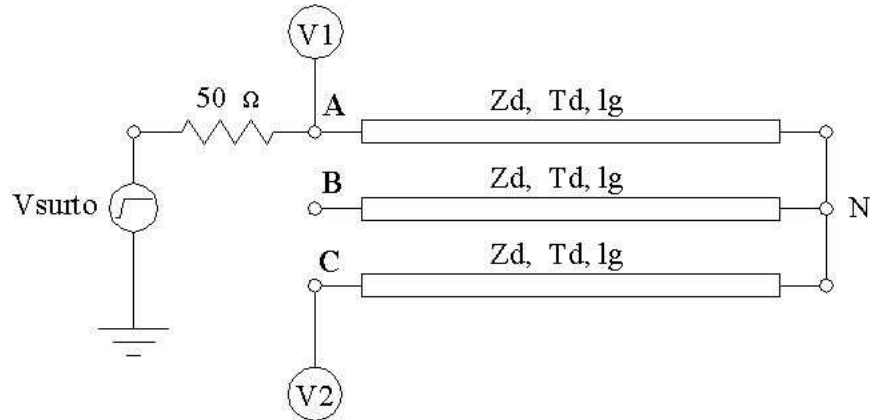


Figura 4.31 – Circuito de simulação utilizando o modelo linha de transmissão (LT) do gerador, Caso C

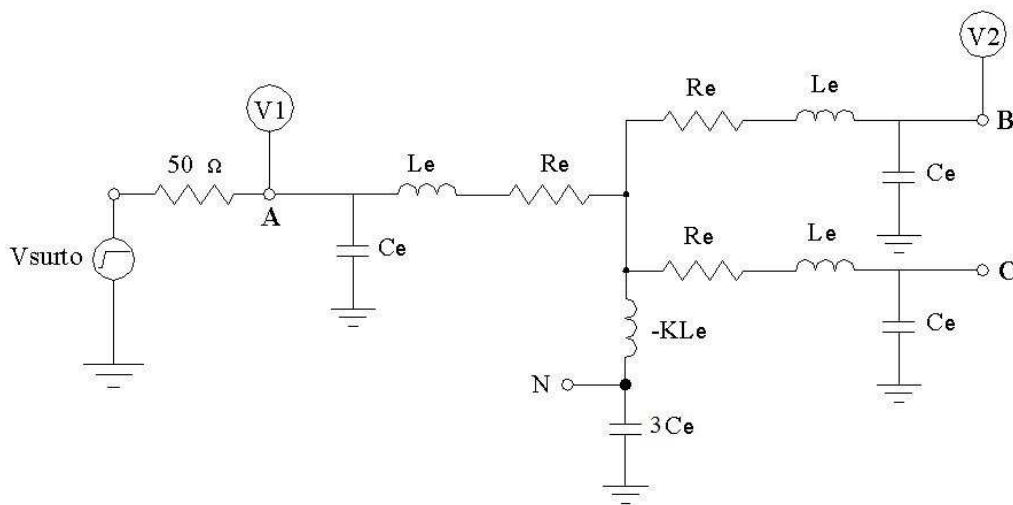


Figura 4.32 – Circuito de simulação utilizando o modelo PI equivalente do gerador, Caso C

Os parâmetros do circuito linha de transmissão (LT) utilizados para as simulações são os mesmos utilizados para os Casos A e B.

Os parâmetros do circuito PI equivalente utilizados para as simulações são:

- $L_e = 0,8 \text{ mH}$;
- $R_e = 7,71 \text{ } \Omega$;
- $C_e = 0,41836 \text{ } \mu\text{F}$;
- $K = 0,1 \text{ e } 0,23$.

Estes parâmetros são exatamente os valores por fase do enrolamento, já que no neutro todos os paralelos das três fases foram interconectados.

Resultados obtidos e discussão

As Figuras 4.33 e 4.34 mostram as tensões V1 medida e simulada no terminal R1 e V2 medida e simulada no terminal S1, respectivamente, enquanto a Figura 4.35 mostra as tensões V2 medida e simulada no terminal S2 do gerador.

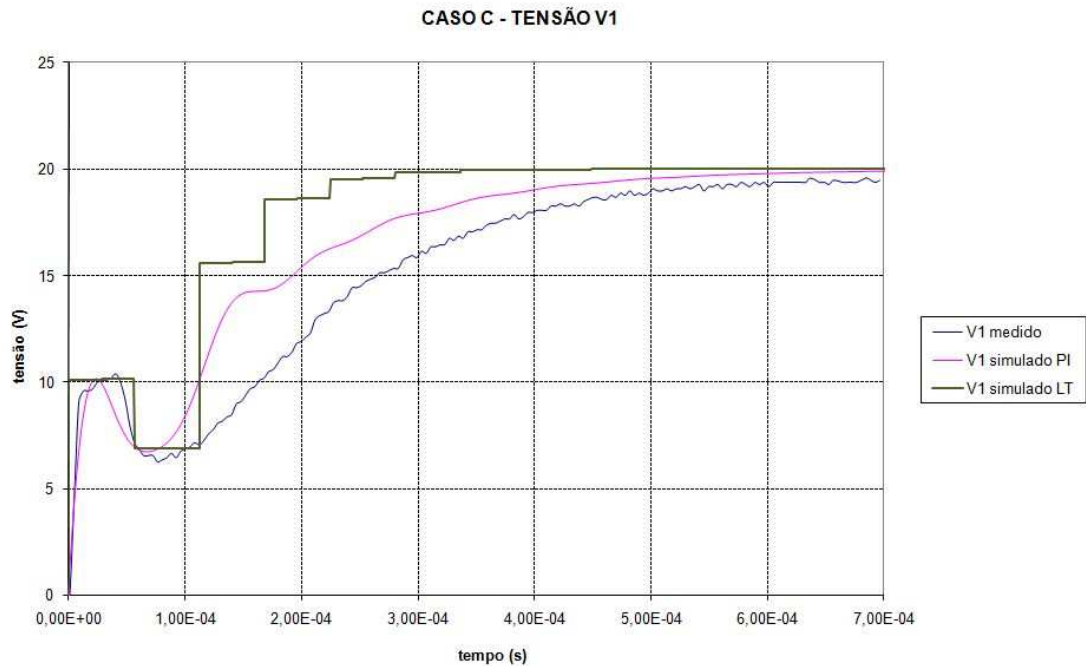


Figura 4.33 – Tensão V1 medida e simulada para o Caso C, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador

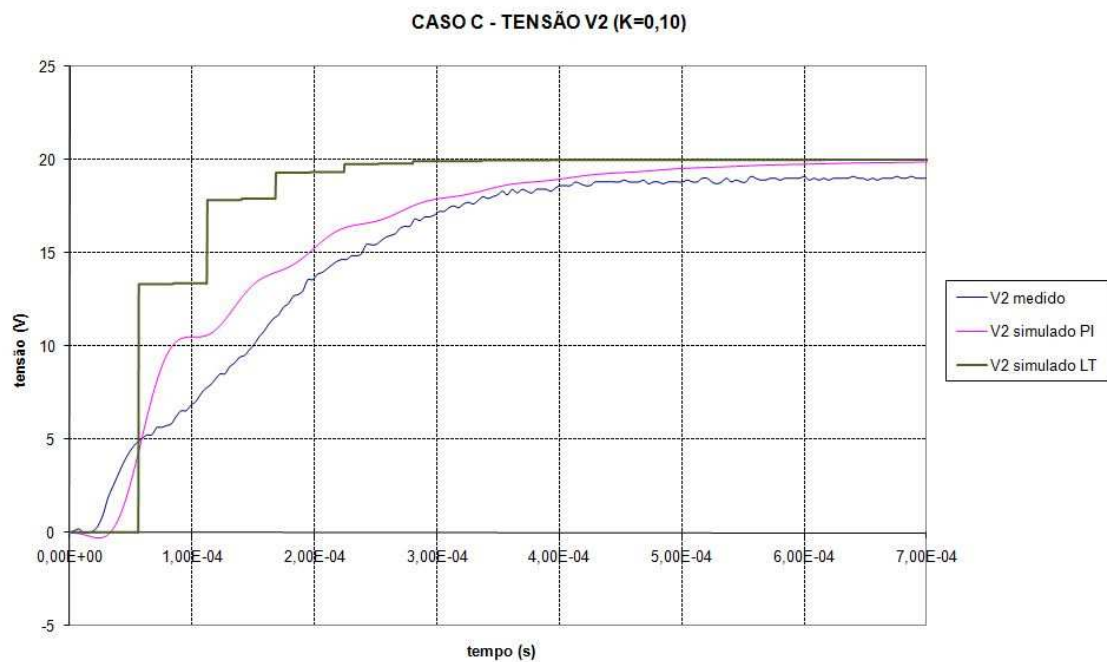


Figura 4.34 – Tensão V2 medida no terminal S1 e simulada para o Caso C, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador, com $K = 0,1$

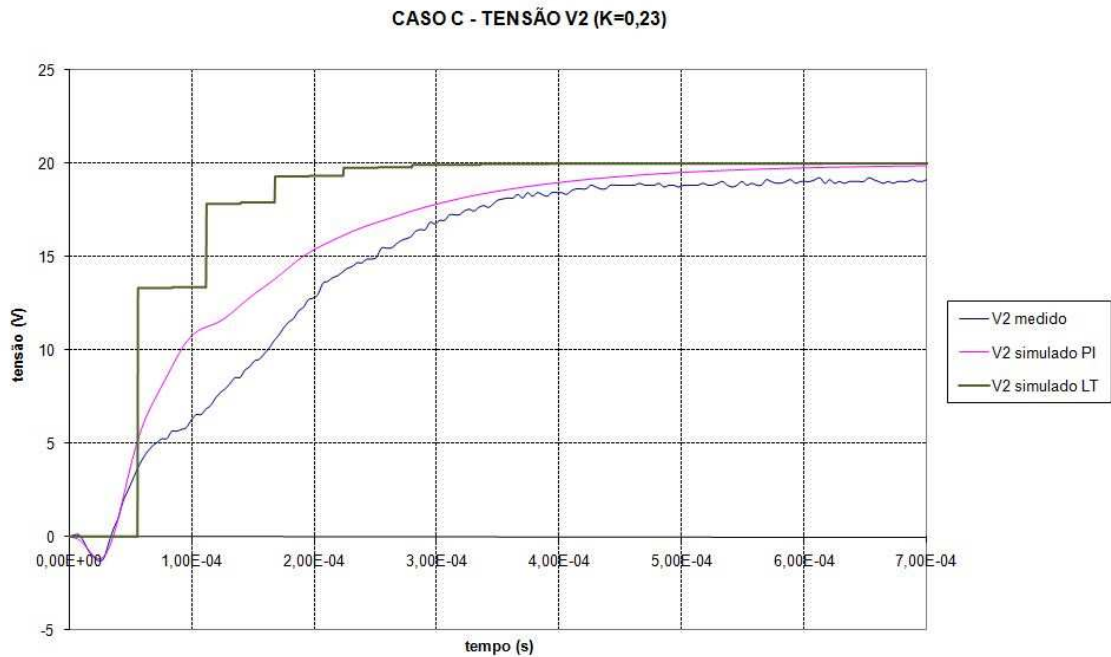


Figura 4.35 – Tensão V2 medida no terminal S2 e simulada para o Caso C, usando os modelos PI equivalente e linha de transmissão (LT) para o enrolamento do gerador, com $K = 0,23$

Percebe-se uma boa similaridade entre as curvas medidas e simuladas. Há uma pequena diferença entre as curvas medidas nos terminais S1 e S2, refletida através da existência de um pico negativo inicial quando medido no terminal S2, o qual se deve provavelmente a diferentes indutâncias mútuas entre os paralelos, onde se presume que o paralelo S2 apresenta um acoplamento mais forte com o paralelo R1. Este primeiro pico de valor negativo mais pronunciado é retratado nos modelos através de um aumento no fator de acoplamento K.

Como no Caso A, são simuladas também situações considerando a impedância da fonte de tensão igual a zero, usando-se os mesmos modelos de circuito, uma vez que os mesmos foram considerados válidos se aproximando, portanto, de uma situação real. A Figura 4.36 mostra a simulação das tensões V1 e V2 nos terminais da máquina usando o modelo PI equivalente para o gerador considerando a impedância da fonte nula.

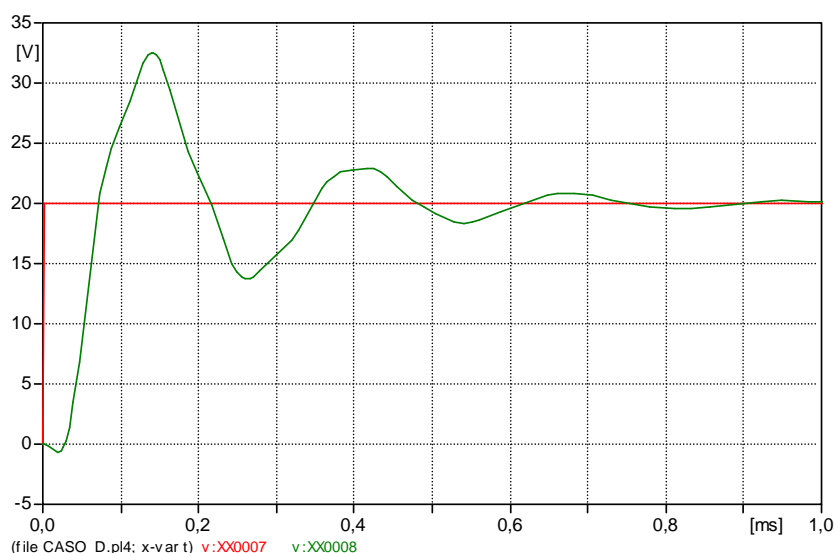


Figura 4.36 – Tensões V1 (em vermelho) e V2 (em verde) nos terminais do gerador para o Caso C, simuladas considerando a impedância da fonte igual a zero, usando o modelo PI equivalente

Pela figura, observa-se a presença de uma componente oscilatória com uma tensão de pico de aproximadamente 33 V, ou 1,7 pu, considerando a tensão da fonte igual a 1,0 pu, e com uma frequência oscilatória de aproximadamente 3,8 kHz. A resposta V2 está em conformidade com o comportamento esperado para este tipo de simulação, mostrado na Figura 3.7 deste trabalho.

Portanto, considera-se o modelo PI paralelo do gerador adequado para a simulação da resposta do gerador à aplicação de um degrau de tensão.

4.4 Considerações finais

A modelagem da máquina através de um circuito PI equivalente mostra-se a mais adequada para os casos em que uma onda tipo degrau é aplicada em seus terminais. Bons resultados foram obtidos quando são comparadas as formas de onda medidas e simuladas. Os modelos de circuito tipo linha de transmissão também apresentam uma boa representação ao degrau, porém não superior aos circuitos PI, já que a sua resposta é traduzida através de degraus de tensão.

A partir dos resultados obtidos através das medições e simulações apresentados nos itens 4.2 e 4.3, pode-se verificar que a impedância de surto do gerador apresenta baixos valores durante os primeiros instantes do surto, apresentando uma evolução em seu valor nos primeiros microssegundos subsequentes, até chegar a um valor próximo de infinito quando as tensões transitórias se aproximam de seus valores esperados em regime permanente. Isto ocorre devido às altas frequências associadas aos instantes

iniciais do surto, produzindo correntes parasitas no núcleo que blindam o mesmo para a penetração do fluxo, com uma conseqüente redução de sua indutância. À medida que o tempo passa, as freqüências associadas vão diminuindo, permitindo a penetração do fluxo magnético no núcleo com um conseqüente aumento da sua indutância e, portanto, da sua impedância.

Pode-se afirmar que uma adequada modelagem dos equipamentos, considerando a natureza dos surtos incidentes, é fundamental para uma estimativa razoável dos níveis das sobretensões resultantes nas máquinas e para o dimensionamento de sua proteção contra surtos de tensão.

5 Conclusões

Este trabalho apresentou as principais características das máquinas elétricas rotativas frente aos fenômenos transitórios de alta frequência, com ênfase para os grandes geradores e motores de média tensão. Foi visto que as máquinas elétricas de uma forma geral possuem uma baixa suportabilidade frente aos surtos de tensão devido a limitações físicas e econômicas de seu projeto. Desse modo, proteções adicionais devem ser contempladas de forma que os esforços produzidos pelas tensões transitórias de alta frequência que atingem os seus terminais sejam minimizados. A otimização da proteção é conseguida quando modelos precisos que representem as máquinas frente aos fenômenos transitórios são utilizados, de forma que uma estimativa precisa com relação às sobretensões resultantes nas máquinas possa ser feita.

Este trabalho apresentou e discutiu, de forma detalhada, vários modelos de máquinas mono e multiespiras de média tensão para a simulação das sobretensões resultantes nas mesmas. Modelos específicos considerando a natureza dos surtos, ou seja, oscilatórios ou rápidos, foram avaliados.

Foi verificado através de medições de campo e simulações computacionais que alguns desses modelos representam bem a máquina. A medição da resposta oscilatória ao degrau de tensão de um grande hidrogerador foi realizada, e os resultados foram comparados com simulações realizadas através dos modelos apresentados para os surtos oscilatórios. Já as impedâncias de surto obtidas através da modelagem para os surtos rápidos de três grandes geradores do sistema elétrico, cujos parâmetros e características físicas e dimensionais eram bem conhecidos, apresentaram resultados bastante divergentes entre os vários modelos apresentados. Portanto, a escolha de um modelo mais apropriado para a representação das máquinas para os surtos rápidos deve ser embasada através de medições mais precisas, como por exemplo, medições no tempo utilizando-se uma fonte de surto com cauda curta (menor que 10 μ s), bem como medições da resposta em frequência dos seus enrolamentos. Dessa forma, pode-se dizer que a modelagem das máquinas para os surtos rápidos não é padronizada, já que diferentes valores são obtidos através dos vários modelos disponíveis na literatura. Desde que a proteção proporcionada pelos dispositivos de proteção contra surtos varia conforme as características da máquinas, de seus alimentadores e dos demais equipamentos presentes, como por exemplo os transformadores elevadores das usinas, modelos conservativos podem ser utilizados conforme o objetivo a ser alcançado em

cada modelagem. Para fins de estudos de coordenação de isolamento, modelos que conduzam a uma maior impedância podem ser utilizados para fins de dimensionamento da proteção contra surtos e de sua localização. A natureza complexa e "evolutiva no tempo" das impedâncias de surto das máquinas em tempos muito curtos (da ordem de centenas de nanosegundos) pode ser uma das causas dessa incerteza.

No que refere aos aspectos da coordenação de isolamento, foi visto através de simulações computacionais e medições de laboratório que, nas situações onde a impedância de surto da máquina for menor do que a impedância de surto da sua linha de alimentação, seja ela feita através de cabos isolados ou barramentos blindados, melhores resultados são alcançados quando o supressor de surtos ou pára-raios da máquina estiver localizado a maiores distâncias de seus terminais, considerando a particularidade de cada instalação ou circuito e desde que no trecho entre o supressor de surto e a máquina não haja possibilidade da incidência de algum tipo de descarga direta ou sobretensão que exija ou justifique uma proteção. Quando essa solução for associada à instalação do capacitor o mais próximo possível da máquina, resultados muito melhores são alcançados. As impedâncias de surto da máquina normalmente são inferiores aos valores típicos apresentados pelos barramentos blindados de fases isoladas, e normalmente superiores aos valores típicos apresentados pelos cabos isolados.

Propostas de continuidade

Pode-se afirmar que uma medida mais precisa da impedância de surto das máquinas pode ser obtida através de medições de resposta em frequência dos enrolamentos. Para a continuidade do trabalho, pode-se sugerir a realização de ensaios de resposta em frequência em máquinas de grande porte de forma a poder estimar com uma melhor precisão essa impedância. Além disso, medições de campo em uma máquina real ou em modelos físicos precisos podem ser realizadas de forma a estimar com uma maior exatidão os benefícios proporcionados quando se varia a distância de proteção contra surtos das máquinas, nos casos em que a sua impedância de surtos for menor que a impedância de surto das linhas de alimentação.

6 Referências bibliográficas

- [1] BRUTSCH, R., TARI, M., FROHLICH, K., WEIERS, T., VOGELSANG, R., Insulation Failure Mechanisms of Power Generators. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 24, N°4, Jul-Aug 2008, pp. 17-25.
- [2] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, IEEE Std 522-2004: IEEE Guide for Testing Turn-to-Turn Insulation on Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Rotating Electric Machines. New York, 2004.
- [3] NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION, NEMA Std MG-1: Motors and Generators, Parts 20.87 and 21.90. Virginia, 1998.
- [4] IEEE WORKING GROUP REPORT, Impulse voltage strength of ac rotating machines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 4041–4053, 1981.
- [5] PAULA, H., Uma Nova Metodologia para a Determinação dos Fenômenos de Alta Freqüência em Sistemas de Acionamento de Motores de Indução através de Inversores PWM. Tese de Doutorado, UFU, 2005.
- [6] HAQ, S.U., JAYARAM, S. H., CHERNEY, E. A., Insulation Problems in Medium-Voltage Stator Coils Under Fast Repetitive Voltage Pulses. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 44, N° 4, July 2008, pp. 1004–1012.
- [7] MELFI, M., SUNG, J., BELL, S., SKIBINSKI, G., Effect of Surge Voltage Risetime on the Insulation of Low Voltage Machines Fed by PWM Converters. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 34, N° 4. Jul/Aug 1998, pp. 766-775.
- [8] PEROUTKA, Z., Motor Insulation Breakdowns Due to Operation of Frequency Converters. IEEE Bologna PowerTech Conference, June 2003, Bologna, Italy.
- [9] BASAVARAJA, B., Impact of Non-Uniform Distribution of Voltage on Stator Winding of PWM Fed Induction Motor. Tencon IEEE Conference, November 2008, Hyderabad, India.

- [10] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC 60034-15: Rotating Electrical Machines, Part 19: Impulse Voltage Withstand Levels of AC Rotating Machines with Form-Wound Stator Coils. Genève, 1995.
- [11] CANÇADO, A. B., Coordenação de Isolamento em Usina Hidroelétrica - Proteção Contra Surtos de Tensão do Gerador. Monografia de Especialização, UFMG, 2005.
- [12] DICK, E. P., GUPTA, B. K., GREENWOOD, A., CHEUNG, R. W., DHIRANI, H., LISHCHYNA, L., Surge Protection of Generators. EPRI Report n° 2594-1, Ontario Hydro, Canada, 1990.
- [13] RÜDENBERG, R., Electrical Shock Waves in Power Systems. Harvard University Press, Cambridge, 1968.
- [14] FUNABASHI, T., TAKEUCHI, N., SUGIMOTO, T., UEDA, T., DUBE, L., Generator Modeling for Transformer Transfer Voltage Study. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.14, N°4, December 1999, pp. 1193-1198.
- [15] ROBINSON, B. C., The Propagation of Surge Voltages through High Speed Turbo Alternators with Single Conductor Windings. IEE Proceedings, Vol. 101, Part II, 1954, pp. 335–340.
- [16] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, NBR 8186: Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento. Rio de Janeiro, 1983.
- [17] NARANG, A., GUPTA, B. K., DICK, E. P., SHARMA, D. K., Measurement and Analysis of Surge Distribution in Motor Windings. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-4, no. 1, March 1989, pp. 126–134.
- [18] DICK, E. P., GUPTA, B. K., PILLAI, P., NARANG, A., SHARMA, D. K., Equivalent Circuits for Simulating Switching Surges at Motor Terminals. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-3, No. 3, Sept. 1988, pp. 696–704.
- [19] ABETTI, P. A., JOHNSON, I. B., SCHULZ, A. J., Surge Phenomena in Large Unit-Connected Steam Generators. AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 71, Part III, Dec. 1952, pp. 1035–1046.

- [20] DICK, E. P., CHEUNG, R. W., PORTER, J. W., Generator Models for Overvoltage Simulations. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-6, no. 2, April 1991, pp. 728–735.
- [21] ZOTOS, P. A., Motor Failures Due to Steep Fronted Switching Surges—The Need for Surge Protection Users Experience. IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, 1993; pp. 279–291.
- [22] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, IEEE Std C62.21-2003: IEEE Guide for the Application of Surge Voltage Protective Equipment on AC Rotating Machinery 1000 V and Greater. New York, 2003.
- [23] ATPDRAW Version 3.5 for Windows, User's Manual. Report n° TR F5680, SINTEF, Norway, 2002.
- [24] LANPHIER, M., SEN, P. K., NELSON, J. P., An Update on Surge Protection of Medium Voltage Motors: A Comparison of the Standards and Applications. Electrical and Instrumentation Applications in the Petroleum and Chemical Industry, 4th European Conference, pp. 1-8, Paris, June 2007.
- [25] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, NBR 6939: Coordenação de Isolamento – Procedimento. Rio de Janeiro, 2000.
- [26] GUPTA, B. K., LLOYD, B. A., STONE, G. C., CAMPBELL, S. R., SHARMA, D. K., NILSSON, N. E., Turn Insulation Capability of Large AC Motors, Part 1—Surge Monitoring. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-2, no. 4, December 1987, pp. 658–665.
- [27] CORNICK, K. J., THOMPSON, T. R., Steep Fronted Switching Voltage Transients and their Distribution in Motor Windings, Part 2: Distribution of Steep Fronted Switching Voltage Transients in Motor Windings. IEE Proceedings, Vol. 129, Part B, no. 2, March 1982, pp. 56–63.
- [28] HILEMAN, A. R., Surge Transfer Through 3-Phase Transformers. AIEE Transactions, Power Apparatus and Systems, Vol. 77, Part III, 1958, pp.1543–1551.
- [29] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC 60085: Electrical insulation - Thermal evaluation and designation. Genève, 2007.

- [30] STONE, G. C., BOULTER, E. A., COULBERT, I., DHIRANI, H., Electrical Insulation for Rotating Machines. IEEE Press, USA, 2004.
- [31] WRIGHT, M. T., YANG, S. J., McLEAY, K., General Theory of Fast-Fronted Interturn Voltage Distribution in Electrical Machine Windings. Proceedings IEE, Vol. 130 B, no. 4, July 1983.
- [32] WRIGHT, M. T., YANG, S. J., McLEAY, K., The Influence of Coil and Surge Parameters on Transient Interturn Voltage Distribution in Stator Windings. Proceedings IEE, Vol. 130 B, no. 4, July 1983.
- [33] CORNICK, K. J., THOMPSON, T. R., Steep Fronted Switching Voltage Transients and Their Distribution in Motor Windings, Part 1: System Measurements of Steep Fronted Switching Voltage Transients. IEE Proceedings, Vol. 129, Part B, no. 2, March 1982, pp. 45–55.
- [34] CALVERT, J. F., FIELDER, F. D., Switching Surges in Rotating Machines. AIEE Transactions Part III, Vol. 55, Apr. 1936, p. 376.
- [35] BOEHNE, E. W., Voltage Oscillations in Armature Windings Under Lightning Impulses. AIEE Transactions, Vol. 49, no. 11, Oct. 1930, pp. 1587–1613; Bewley, L. V., Discussion, p. 1608; Paluef, K. K., Discussion, p. 1610.
- [36] GUPTA, B. K., LLOYD, B. A., STONE, G. C., SHARMA, D. K., FITZGERALD, J. P., Turn Insulation Capability of Large AC Motors, Part 2— Impulse Strength. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-2, no. 4, December 1987, pp. 666–673.
- [37] GUPTA, B. K., LLOYD, B. A., STONE, G. C., SHARMA, D. K., NILSSON, N. E., FITZGERALD, J. P., Turn Insulation Capability of Large AC Motors, Part 3— Insulation Coordination. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-2, no. 4, December 1987, pp. 674–679.
- [38] GUPTA, B. K., NILSSON, N. E., SHARMA, D. K., Protection of Motors Against High Voltage Switching Surges. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-7, no. 1, March 1992, pp. 139–147.

- [39] HARDER, J. E., HOENIGMANN, W. F., Rotating Machinery Protection Using Metal Oxide Arresters. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-22, no. 6. Nov/Dec 1986, pp. 1142-1148.
- [40] IEEE WORKING GROUP, PES Rotating Machinery Committee, Insulation Subctte., Impulse Voltage Strength of AC Rotating Machines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, no. 8, August 1981, pp. 4041–4053: Doughtaling, D. W., Discussion, p. 4048; Jackson, David. W., Discussion, p. 4048.
- [41] DICK, E. P., GUPTA, B. K., PILLAI, P., NARANG, A., SHARMA, D. K., Practical Calculation of Switching Surges at Motor Terminals. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-3, no. 4, December 1988, pp. 864–87.
- [42] GREENWOOD, A., Electrical Transients in Power Systems. Second Edition, Wiley, New York, 1991.
- [43] RUDGE, W. J., HUNTER, E. M., WIESEMAN, R. W., Protection of Rotating AC Machines Against Traveling Wave Voltages. General Electric Review, v. 41 (1938), n°2, p. 101.
- [44] DICK, E. P., GUPTA, B. K., PILLAI, P., NARANG, A., LAUBER, T. S., SHARMA, D. K., Prestriking Voltages Associated with Motor Breaker Closing. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-3, No. 4, Dec. 1988, pp. 855–863.
- [45] BALTENSBERGER, P., MEYER, H., Overvoltages Resulting From the Disconnection of High-Voltage Motors. Brown Boveri Review v. 40 (1953), n° 9 (September) p 342.
- [46] CIGRE Working Group 13.02, Interruption of Small Inductive Currents: Chapter 3, Part A. Electra n° 75 (1981), p. 5.
- [47] CANÇADO, A. B., Coordenação de Isolamento na Proteção Contra Surtos de Tensão dos Geradores – Uma Abordagem Baseada nas Impedâncias de Surto dos Componentes do Sistema. XX SNPTEE, 2009.

- [48] ABB GENERATION, Igarapava Generator, Calculation of Main Electrical Parts, M-IGA005, 1997.
- [49] ARAÚJO, A. E. A., NEVES, W. L. A., Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia, 1ª. ed. Belo Horizonte, Editora da UFMG, 2005.

APÊNDICE A – Demonstração da influência da distância de proteção na tensão resultante no gerador

Neste Apêndice, é realizada analiticamente a demonstração da influência da distância de proteção dos pára-raios na tensão resultante nos terminais de uma carga, quando a mesma é alimentada através de uma linha de transmissão e quando o coeficiente de transmissão ou de refração na descontinuidade for menor do que um. *Distância de proteção* é definida como sendo a distância de separação entre o pára-raios e a carga ou equipamento a ser protegido por ele. A demonstração é feita através do uso dos diagramas de reflexões das formas de onda ou diagramas de *Lattice* e do princípio da superposição, utilizando-se o conceito das fontes de cancelamento [49].

O pára-raios ideal é aquele em que, quando a tensão em seus terminais ultrapassa um determinado valor, chamado de nível de proteção, sua impedância se anula momentaneamente a fim de descarregar a energia da sobretensão. Quando a tensão volta ao normal, sua impedância recupera o valor de regime permanente, que é infinito. Um pára-raios real funciona bem próximo do ideal [49].

Para a demonstração, será utilizado o arranjo mostrado na Figura A.1, onde se vê um pára-raios com nível de proteção V_0 , uma carga R modelando, por exemplo, a impedância de surto de um gerador, e uma onda viajante V_i causada por uma descarga atmosférica na linha que alimenta o gerador e que se aproxima do arranjo.

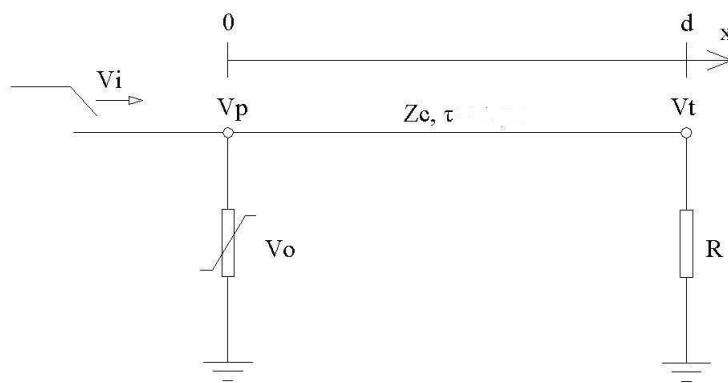


Figura A.1 – Arranjo da proteção do gerador

É analisada a tensão resultante V_t sobre o gerador quando o arranjo é atingido pela sobretensão V_i , fazendo o pára-raios atuar. V_p é a tensão resultante no pára-raios, Z_c é a impedância característica da linha que alimenta o gerador e τ é o tempo de trânsito da

onda viajante V_i desde o pára-raios (em $x = 0$) até a carga (em $x = d$). A forma de onda incidente sobre o circuito é V_i , a qual é mostrada na Figura A.2.

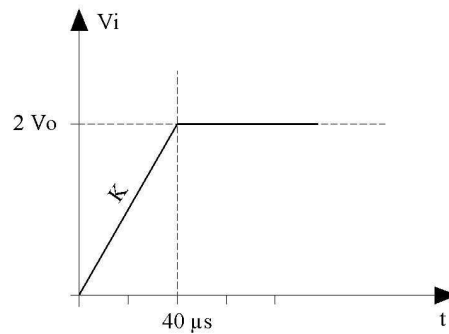


Figura A.2 – Onda incidente na linha que alimenta o gerador [49]

São analisados dois casos, ou seja, a tensão resultante no gerador para duas distâncias de proteção diferentes, representadas pelos seus respectivos tempos de trânsito τ , já que, para uma mesma velocidade de propagação, o tempo de trânsito é diretamente proporcional à distância de proteção. Primeiro, será considerado um tempo de trânsito $\tau_1 = 1\mu s$, e em seguida, um tempo de trânsito $\tau_2 = 10\mu s$.

Para a realização da demonstração, é utilizado o princípio da superposição, através do conceito de fontes de cancelamento. Por este conceito, o fechamento de uma chave entre dois nós é simulado pela inclusão de uma fonte de tensão (fonte de cancelamento) que anula a tensão entre esses dois nós, após o momento de fechamento da chave. O cálculo total, então, é feito para os dois momentos – antes e depois da inclusão da fonte – separadamente e, em seguida, esses dois valores são somados no tempo.

A atuação do pára-raios ideal pode ser resumida da seguinte forma: antes da atuação, o pára-raios comporta-se como um circuito aberto, e depois da atuação, comporta-se como uma fonte ideal de tensão V_0 , conforme é visto na Figura A.3 [49].

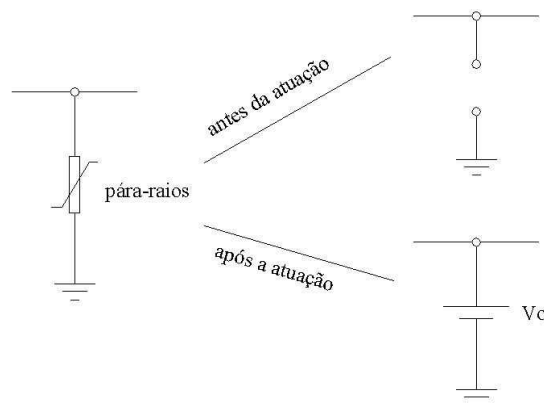


Figura A.3 – Modelagem do pára-raios [49]

A tensão resultante no gerador é calculada em duas etapas:

- Primeiro, supondo-se a não atuação do pára-raios, calcula-se a tensão nos terminais deste (*em* $x = 0$). Enquanto essa tensão for superior a V_0 , determinada desconsiderando a existência do pára-raios, o pára-raios a mantém nesse valor. Na primeira parte do cálculo, determina-se o instante de tempo t_0 em que a tensão atinge V_0 . Na segunda parte, insere-se, no instante t_0 , no ponto de localização do pára-raios, uma fonte de tensão de cancelamento V_c que, somada à tensão calculada sem o pára-raios, resulta numa tensão V_0 , enquanto o pára-raios estiver atuando.

- Em seguida, é calculada a tensão transitória no gerador (*em* $x = d$) devido a V_c e, somando-se esta com a tensão no gerador desconsiderando-se a presença do pára-raios, tem-se a tensão resultante total V_t sobre o gerador considerando-se a presença do pára-raios.

A.1 – SITUACÃO 1 – $\tau_I = 1 \mu s$

Antes da atuação do pára-raios, o coeficiente de reflexão a em $x = 0$ no circuito da Figura A.1 é igual a zero, já que não há descontinuidade neste ponto. Em $x = d$, a é dado por:

$$a = \frac{R - Z_c}{R + Z_c}. \quad (\text{A.1})$$

Fazendo R igual a $0,33 \Omega$ e Z_c igual a $1,00 \Omega$, tem-se que:

$$a = \frac{0,33 - 1}{0,33 + 1} = -1/2 .$$

Após a atuação do pára-raios, representada pela entrada em operação da fonte de cancelamento V_c , o coeficiente de reflexão a em $x = 0$ é dado por:

$$a = \frac{0 - 1}{0 + 1} = -1.$$

Em $x = d$, após a atuação do pára-raios, a continua igual a $-1/2$.

A inclinação K da tensão incidente V_i da Figura A.2 é dada por:

$$K = \frac{2V_0}{40} = \frac{V_0}{20}. \quad (\text{A.2})$$

Através do diagrama de reflexões das ondas de tensão antes e após a atuação do pára-raios, mostrado na Figura A.4, podem-se calcular as tensões acumuladas em $x = 0$ e em

$x = d$, conforme demonstrado a seguir nos itens A.1.1 e A.1.2. Neste último, é visto ainda que a entrada em operação da fonte de cancelamento V_c ocorre no instante $t = 38 \mu s$.

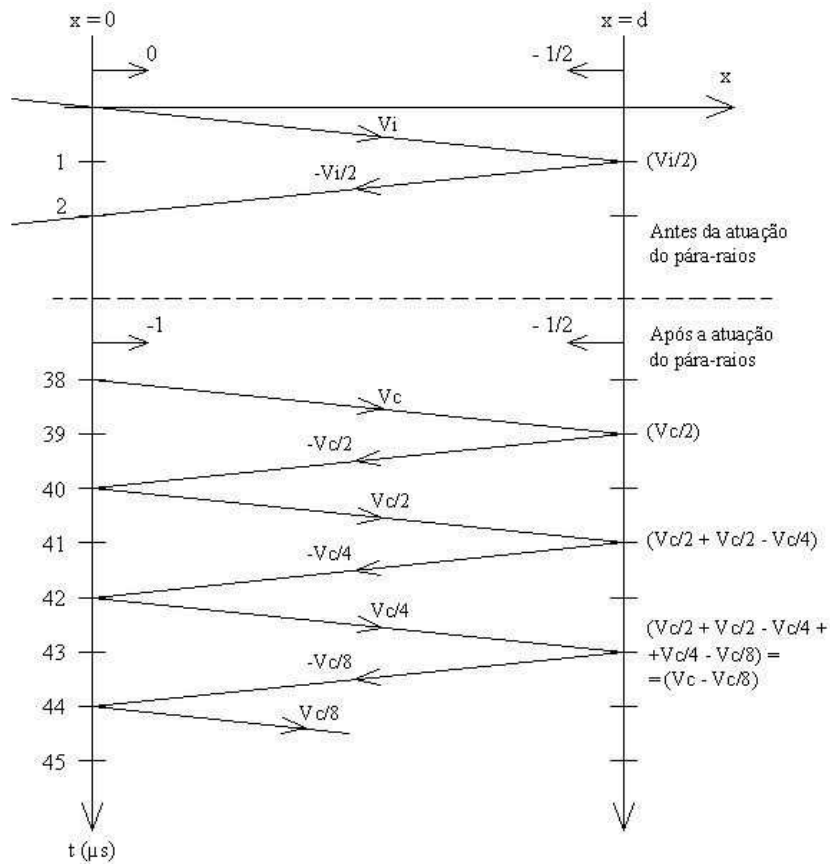


Figura A.4 – Diagrama de reflexões das formas de onda para $\tau_1 = 1 \mu s$

A seguir, são calculadas as equações de onda nos pontos $x = 0$ e $x = d$, antes e após a atuação do pára-raios.

A.1.1 - Equações de onda antes da atuação do pára-raios

A.1.1.1 Em $x = 0$

1 – Onda incidente (V_i)

Da Figura A.2, tem-se que:

$$V_i = k \cdot t = \frac{V_o \cdot t}{20}, \text{ para } t \leq 40 \mu s; \quad (\text{A.3})$$

$$V_i = 2V_o, \text{ para } t > 40 \mu s. \quad (\text{A.4})$$

2 – Onda refletida (Vr)

$$V_r = 0, \text{ para } t < 2 \mu\text{s}; \quad (\text{A.5})$$

$$V_r = \frac{-V_i}{2} = \frac{-V_0(t-2)}{40}, \text{ para } 2 \leq t < 42 \mu\text{s}; \quad (\text{A.6})$$

$$V_r = -V_0, \text{ para } t \geq 42 \mu\text{s}. \quad (\text{A.7})$$

3 – Onda acumulada sem a atuação do PR (Vps)

$$V_{ps} = V_i + V_r; \quad (\text{A.8})$$

$$V_{ps} = \frac{V_0 \cdot t}{20}, \text{ para } t \leq 2 \mu\text{s}; \quad (\text{A.9})$$

$$V_{ps} = \frac{V_0 \cdot t}{20} - \frac{V_0 \cdot (t-2)}{40}, \text{ para } 2 < t \leq 40 \mu\text{s}; \quad (\text{A.10})$$

$$V_{ps} = 2V_0 - \frac{V_0 \cdot (t-2)}{40}, \text{ para } 40 < t \leq 42 \mu\text{s}; \quad (\text{A.11})$$

$$V_{ps} = V_0, \text{ para } t > 42 \mu\text{s}. \quad (\text{A.12})$$

A.1.1.2 Em x = d

1 – Onda acumulada sem a atuação do PR (Vts)

$$V_{ts} = 0, \text{ para } t \leq 1 \mu\text{s}; \quad (\text{A.13})$$

$$V_{ts} = \frac{V_0 \cdot (t-1)}{40}, \text{ para } 1 < t \leq 41 \mu\text{s}; \quad (\text{A.14})$$

$$V_{ts} = V_0, \text{ para } t > 41 \mu\text{s}. \quad (\text{A.15})$$

A.1.2 - Equações de onda após a atuação do pára-raios

A.1.2.1 Em x = 0

Para se saber o instante t_0 em que começa a atuação do pára-raios, faz-se $V_0 = V_{ps}$ na Equação (A.10). Portanto,

$$V_0 = \frac{V_0 t_0}{20} - \frac{V_0 \cdot (t_0 - 2)}{40};$$

$$1 = \frac{t_0}{20} - \frac{t_0}{40} + \frac{1}{20};$$

$$\frac{t_0}{40} = 1 - \frac{1}{20};$$

$$t_0 = 19/20 = 38 \mu s.$$

Neste instante, “liga-se” a fonte de cancelamento V_c , conforme mostrado na Figura A.4. As equações de onda a partir deste instante são mostradas a seguir.

Através do diagrama de reflexões das ondas de tensão após a atuação do pára-raios, mostrado na Figura A.4, pode-se calcular a tensão acumulada em $x = d$ devido à entrada em operação da fonte de cancelamento V_c .

1 – Onda devido à fonte de cancelamento (V_c)

$$V_c = 0, \text{ para } t \leq 38 \mu s; \quad (\text{A.16})$$

$$V_c = \frac{-V_0(t-38)}{40}, \text{ para } 38 < t \leq 40 \mu s; \quad (\text{A.17})$$

$$V_c = \frac{-V_0}{20} + \frac{V_0(t-40)}{40}, \text{ para } 40 < t \leq 42 \mu s; \quad (\text{A.18})$$

$$V_c = 0, \text{ para } t > 42 \mu s. \quad (\text{A.19})$$

2 – Onda acumulada com a atuação do PR (V_{pc})

Somando-se agora as tensões devidas à fonte de cancelamento V_c , Equações (A.16) a (A.19), com as tensões acumuladas V_{ps} sem considerar a atuação do pára-raios, Equações (A.8) a (A.12), obtém-se então a tensão acumulada total V_{pc} em $x = 0$, considerando a atuação do pára-raios.

$$V_{pc} = V_c + V_{ps}; \quad (\text{A.20})$$

$$V_{pc} = \frac{V_0.t}{20}, \text{ para } t \leq 2 \mu s; \quad (\text{A.21})$$

$$V_{pc} = V_i + V_r = \frac{V_0.t}{20} - \frac{V_0.(t-2)}{40}, \text{ para } 2 < t \leq 38 \mu s; \quad (\text{A.22})$$

$$V_{pc} = V_0, \text{ para } t > 38 \mu s. \quad (\text{A.23})$$

A.1.2.2 Em $x = d$

1 – Onda devido à fonte de cancelamento (V_c)

$$V_c = 0, \text{ para } t \leq 39 \mu s; \quad (\text{A.24})$$

$$V_c = -\frac{V_o.(t-39)}{40}, \text{ para } 39 < t \leq 41 \mu\text{s}; \quad (\text{A.25})$$

$$V_c = -\frac{V_o}{40} + \frac{V_o.(t-41)}{160}, \text{ para } 41 < t \leq 43 \mu\text{s}; \quad (\text{A.26})$$

...

2 – Onda acumulada com a atuação do PR (Vtc)

Somando-se agora as tensões devidas à fonte de cancelamento V_c , Equações (A.24) a (A.26), com as tensões acumuladas Vts sem considerar a atuação do pára-raios, Equações (A.13) a (A.15), para cada intervalo de tempo, obtém-se então a tensão acumulada total Vtc em $x = d$, considerando a atuação do pára-raios.

$$Vtc = Vc + Vts; \quad (\text{A.27})$$

$$Vtc = 0, \text{ para } t \leq 1 \mu\text{s}; \quad (\text{A.28})$$

$$Vtc = 0 + \frac{V_o.(t-1)}{40}, \text{ para } 1 < t \leq 39 \mu\text{s}; \quad (\text{A.29})$$

$$Vtc = -\frac{V_o.(t-39)}{40} + \frac{V_o.(t-1)}{40}, \text{ para } 39 < t \leq 41 \mu\text{s}; \quad (\text{A.30})$$

...

As Figuras A.5 e A.6 mostram as formas de onda das tensões nos pontos $x = 0$ e $x = d$, respectivamente.

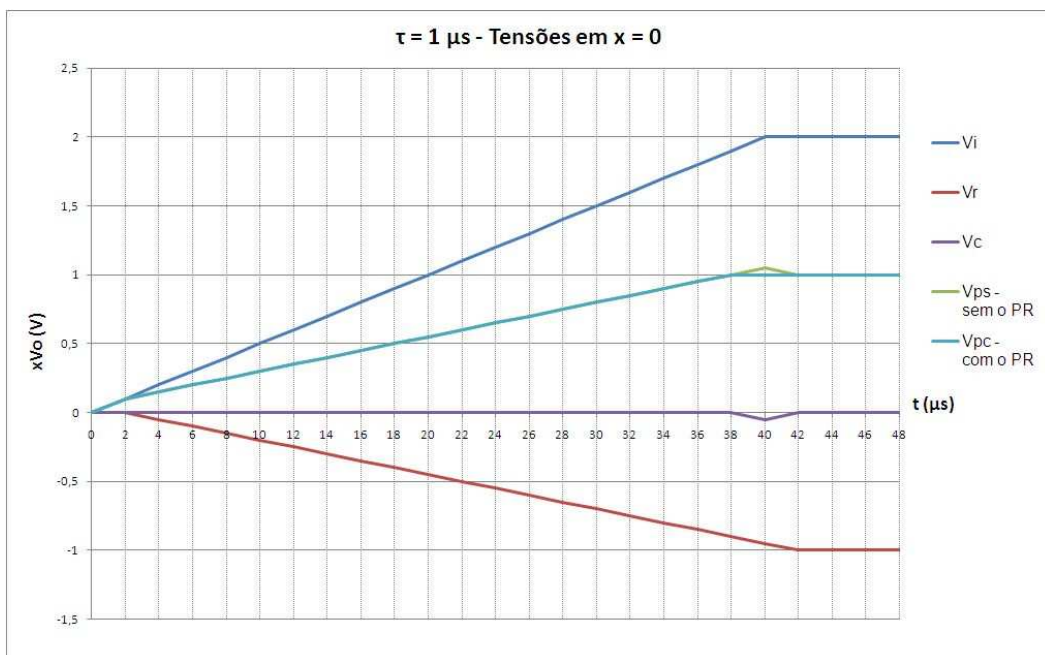


Figura A.5 – Formas de onda das tensões em $x = 0$, para $\tau_1 = 1 \mu\text{s}$



Figura A.6 – Formas de onda das tensões em $x = d$, para $\tau_1 = 1 \mu s$

A.2 – SITUAÇÃO 2 – $\tau_2 = 10 \mu s$

Os valores dos coeficientes a e a forma de onda da tensão incidente V_i são os mesmos da Situação 1, item A.1, ou seja:

- Em $x = 0$, antes da atuação do pára-raios, o coeficiente $a = 0$; após a atuação do pára-raios, $a = -1$;
- Em $x = d$, antes da atuação do pára-raios, $a = -1/2$; após a atuação do pára-raios, $a = -1/2$;
- A inclinação K da tensão incidente V_i , Figura A.2, é dada por $K = \frac{2V_o}{40} = \frac{V_o}{20}$.

Através do diagrama de reflexões das ondas de tensão antes e após a atuação do pára-raios, mostrado na Figura A.7, podem-se calcular as tensões acumuladas em $x = 0$ e em $x = d$, conforme demonstrado a seguir nos itens A.2.1 e A.2.2. Neste último, é visto ainda que a entrada em operação da fonte de cancelamento V_c ocorre no instante $t = 20 \mu s$.

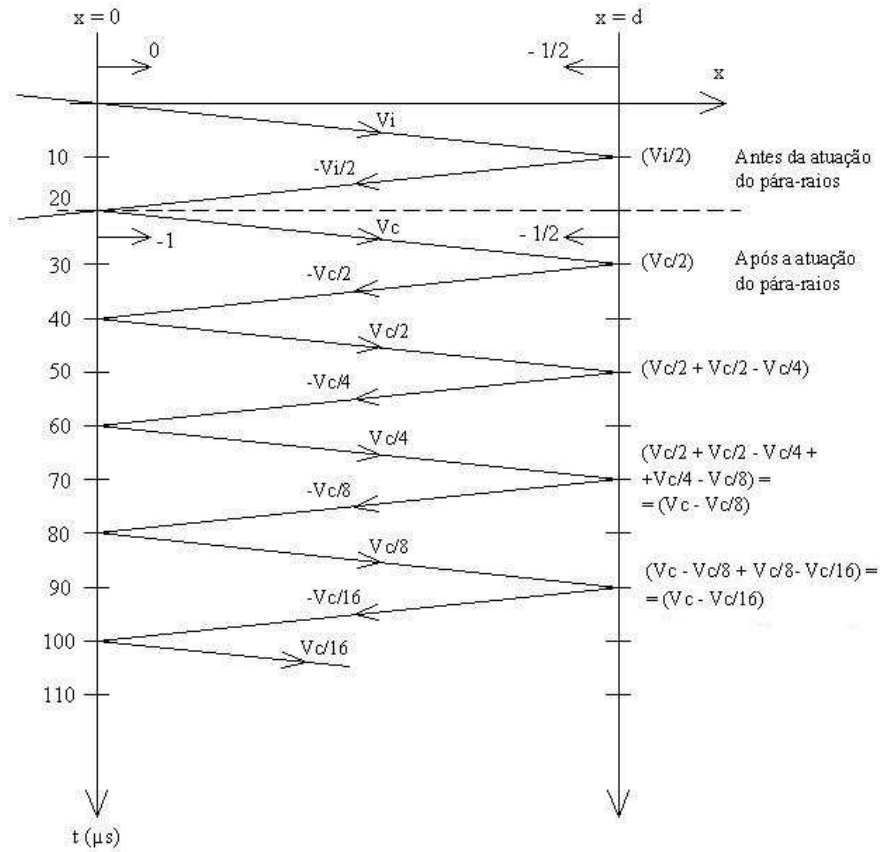


Figura A.7 – Diagrama de reflexões das formas de onda para $\tau_2 = 10 \mu s$

A.2.1 - Equações de onda antes da atuação do pára-raios

A.2.1.1 Em $x = 0$

1 – Onda incidente (V_i)

Da Figura A.2, tem-se que:

$$V_i = k \cdot t = \frac{V_0 \cdot t}{20}, \text{ para } t \leq 40 \mu s; \quad (\text{A.31})$$

$$V_i = 2V_0, \text{ para } t > 40 \mu s. \quad (\text{A.32})$$

2 – Onda refletida (V_r)

$$V_r = 0, \text{ para } t < 20 \mu s; \quad (\text{A.33})$$

$$V_r = \frac{-V_i}{2} = \frac{-V_0(t-20)}{40}, \text{ para } 20 \leq t < 60 \mu s; \quad (\text{A.34})$$

$$V_r = -V_0, \text{ para } t \geq 60 \mu s. \quad (\text{A.35})$$

3 – Onda acumulada sem a atuação do PR (V_{ps})

$$V_{ps} = V_i + V_r; \quad (\text{A.36})$$

$$V_{ps} = \frac{V_o \cdot t}{20}, \text{ para } t \leq 20 \mu\text{s}; \quad (\text{A.37})$$

$$V_{ps} = \frac{V_o \cdot t}{20} - \frac{V_o \cdot (t-20)}{40}, \text{ para } 20 < t \leq 40 \mu\text{s}; \quad (\text{A.38})$$

$$V_{ps} = 2V_o - \frac{V_o \cdot (t-20)}{40}, \text{ para } 40 < t \leq 60 \mu\text{s}; \quad (\text{A.39})$$

$$V_{ps} = V_o, \text{ para } t > 60 \mu\text{s}. \quad (\text{A.40})$$

A.2.1.2 Em $x = d$

1 – Onda acumulada sem a atuação do PR (V_{ts})

$$V_{ts} = 0, \text{ para } t \leq 10 \mu\text{s}; \quad (\text{A.41})$$

$$V_{ts} = \frac{V_o \cdot (t-10)}{40}, \text{ para } 10 < t \leq 50 \mu\text{s}; \quad (\text{A.42})$$

$$V_{ts} = V_o, \text{ para } t > 50 \mu\text{s}. \quad (\text{A.43})$$

A.2.2 - Equações de onda após a atuação do pára-raios

A.2.2.1 Em $x = 0$

Para sabermos o instante t_0 em que começa a atuação do pára-raios, faz-se $V_0 = V_{ps}$ na Equação (A.37). Portanto,

$$t_0 = 20 \mu\text{s}.$$

Neste instante, “liga-se” a fonte de cancelamento V_c , conforme mostrado na Figura A.7. As equações de onda a partir deste instante são mostradas a seguir.

Através do diagrama de reflexões das ondas de tensão após a atuação do pára-raios, mostrado na Figura A.7, pode-se calcular a tensão acumulada em $x = d$ devido à entrada em operação da fonte de cancelamento V_c .

1 – Onda devido à fonte de cancelamento (V_c)

$$V_c = 0, \text{ para } t \leq 20 \mu\text{s}; \quad (\text{A.44})$$

$$V_c = \frac{-V_0(t-20)}{40}, \text{ para } 20 < t \leq 40 \mu\text{s}; \quad (\text{A.45})$$

$$V_c = \frac{-V_0}{2} + \frac{V_0(t-40)}{40}, \text{ para } 40 < t \leq 60 \mu\text{s}; \quad (\text{A.46})$$

$$V_c = 0, \text{ para } t > 60 \mu\text{s}. \quad (\text{A.47})$$

2 – Onda acumulada com a atuação do PR (V_{pc})

Somando-se agora as tensões devidas à fonte de cancelamento V_c , Equações (A.44) a (A.47), com as tensões acumuladas V_{ps} sem considerar a atuação do pára-raios, Equações (A.36) a (A.40), obtém-se então a tensão acumulada total V_{pc} em $x = 0$, considerando a atuação do pára-raios.

$$V_{pc} = V_c + V_{ps}; \quad (\text{A.48})$$

$$V_{pc} = \frac{V_0 t}{20}, \text{ para } t \leq 20 \mu\text{s}; \quad (\text{A.49})$$

$$V_{pc} = V_0, \text{ para } t > 20 \mu\text{s}. \quad (\text{A.50})$$

A.2.2.2 Em $x = d$

1 – Onda devido à fonte de cancelamento (V_c)

$$V_c = 0, \text{ para } t \leq 30 \mu\text{s}; \quad (\text{A.51})$$

$$V_c = -\frac{V_0(t-30)}{80}, \text{ para } 30 < t \leq 50 \mu\text{s}; \quad (\text{A.52})$$

$$V_c = -\frac{V_0}{4} + \frac{V_0(t-50)}{160}, \text{ para } 50 < t \leq 70 \mu\text{s}; \quad (\text{A.53})$$

...

2 – Onda acumulada com a atuação do PR (V_{tc})

Somando-se agora as tensões devidas à fonte de cancelamento V_c , Equações (A.51) a (A.53), com as tensões acumuladas V_{ts} sem considerar a atuação do pára-raios, Equações (A.41) a (A.43), para cada intervalo de tempo, obtém-se então a tensão acumulada total V_{tc} em $x = d$, considerando a atuação do pára-raios.

$$V_{tc} = V_c + V_{ts}; \quad (\text{A.54})$$

$$V_{tc} = 0, \text{ para } t \leq 10 \mu\text{s}; \quad (\text{A.55})$$

$$V_{tc} = 0 + \frac{V_o.(t-10)}{40}, \text{ para } 10 < t \leq 30 \mu\text{s}; \quad (\text{A.56})$$

$$V_{tc} = -\frac{V_o.(t-30)}{80} + \frac{V_o.(t-10)}{40}, \text{ para } 30 < t \leq 50 \mu\text{s}; \quad (\text{A.57})$$

...

As Figuras A.8 e A.9 mostram as formas de onda das tensões nos pontos $x = 0$ e $x = d$, respectivamente.

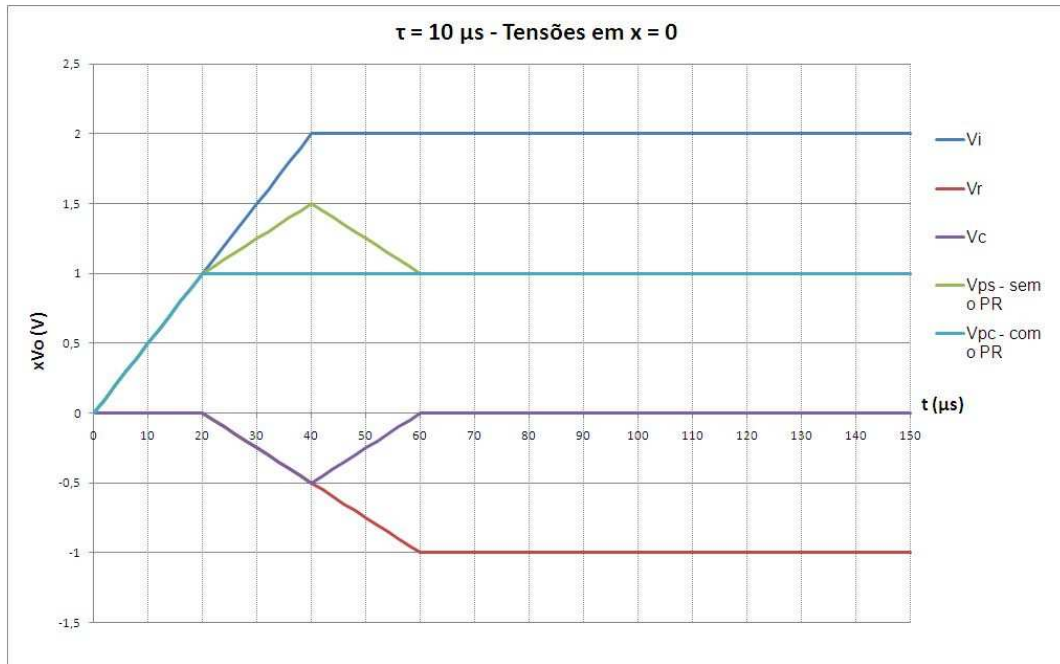


Figura A.8 – Formas de onda das tensões em $x = 0$, para $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$

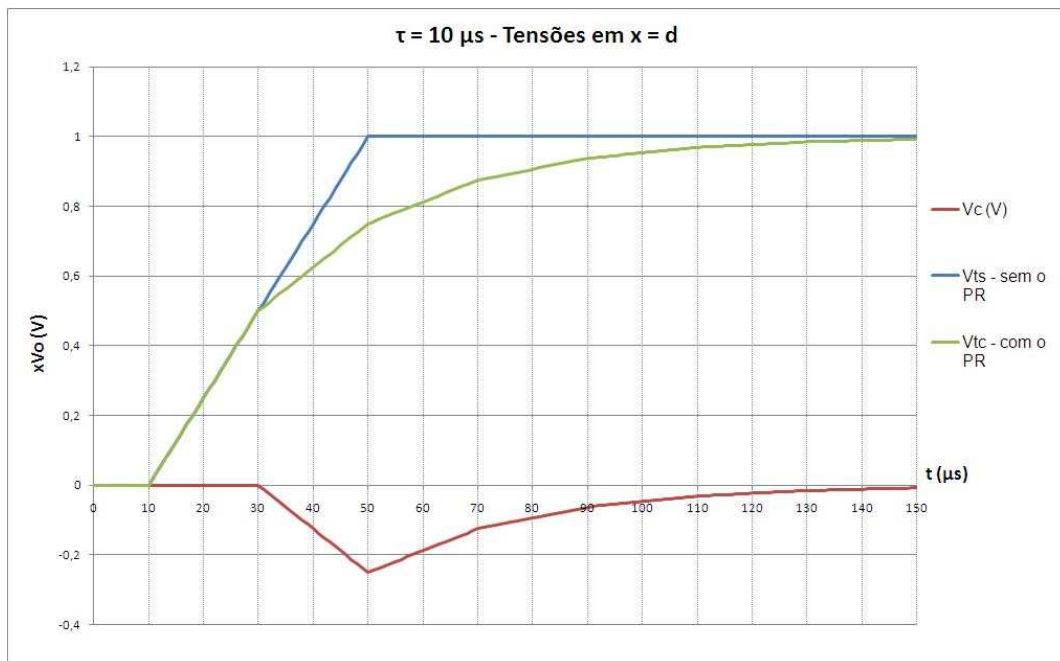


Figura A.9 – Formas de onda das tensões em $x = d$, para $\tau_2 = 10 \mu\text{s}$

A.3 – Comparação entre as formas de onda para $\tau_1 = 1 \mu s$ e $\tau_2 = 10 \mu s$

A partir dos gráficos obtidos nos itens A.1 e A.2, são comparadas na Figura A.10 as tensões resultantes V_{tc} no gerador para os tempos de trânsito $\tau_1 = 1 \mu s$ e $\tau_2 = 10 \mu s$, os quais representam as distâncias de proteção d_1 e d_2 , respectivamente, onde $d_2 = 10.d_1$, considerando uma mesma velocidade de propagação.

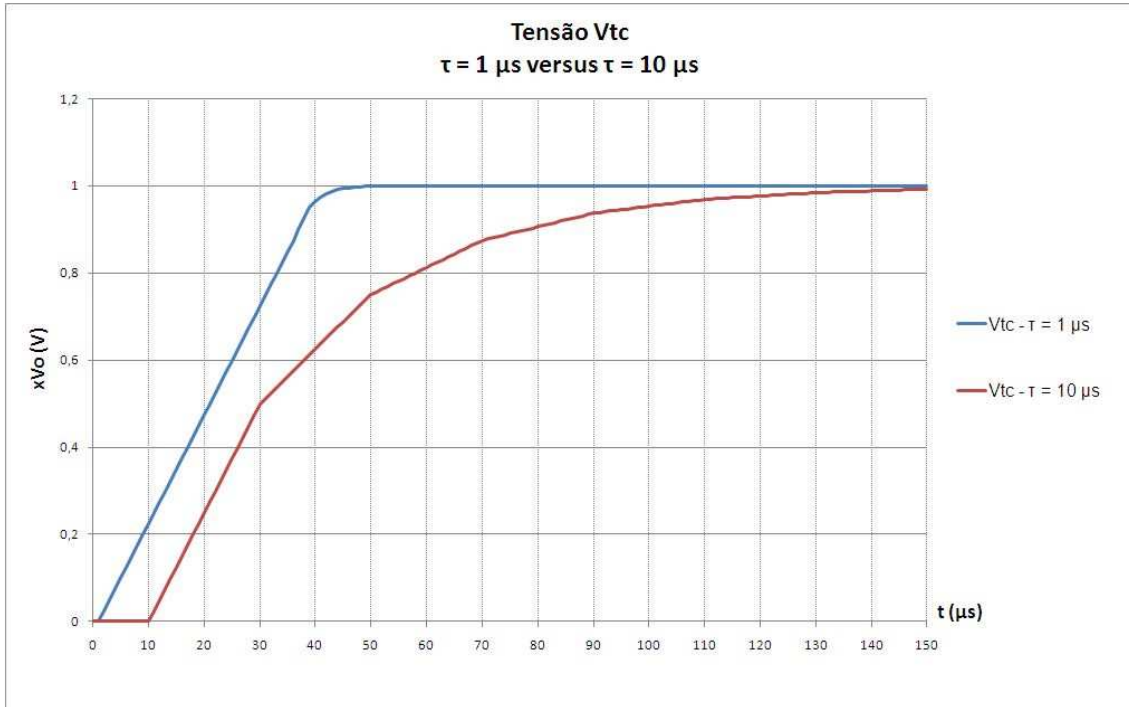


Figura A.10 – Tensões V_{tc} no gerador para $\tau_1 = 1 \mu s$ e $\tau_2 = 10 \mu s$

A partir dos gráficos da Figura A.10, percebe-se claramente que uma melhor proteção é obtida para $\tau_2 = 10 \mu s$, ou seja, para uma maior distância de proteção d_2 . Para $\tau_1 = 1 \mu s$, a tensão V_{tc} vai de 0 a V_0 em aproximadamente 45 μs , enquanto que para $\tau_2 = 10 \mu s$ essa mesma tensão alcança V_0 em aproximadamente 140 μs , ou seja, em um tempo três vezes maior, apresentando um forte amortecimento na taxa de crescimento da onda de tensão, proporcionando, portanto, uma melhor coordenação.