

7

1

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 405

**ATERRAMENTO TEMPORÁRIO –
CONSIDERAÇÕES SOBRE O
DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO E
MECÂNICO DO CONJUNTO**

Francisco de Castro Júnior

DATA DA DEFESA: 10/06/2005

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ATERRAMENTO TEMPORÁRIO – CONSIDERAÇÕES
SOBRE O DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO
E MECÂNICO DO CONJUNTO**

Francisco de Castro Júnior

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. José Osvaldo Saldanha Paulino

Belo Horizonte - MG

Junho de 2005

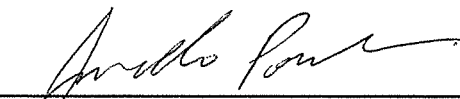
**" ATERRAMENTO TEMPORÁRIO -
CONSIDERAÇÕES SOBRE O
DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO E
MECÂNICO DO CONJUNTO "**

FRANCISCO DE CASTRO JÚNIOR

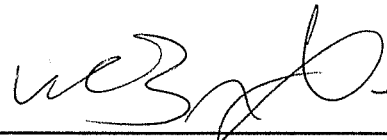
Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de *Mestre em Engenharia Elétrica*.

Aprovada em 10 de junho de 2005.

Por:



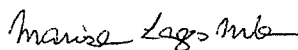
José Osvaldo Saldanha Paulino - Dr.
Prof. DEE/EEUFMG - orientador



Wallace do Couto Boaventura - Dr.
Prof. DEE/EEUFMG



Rose Mary de Souza Batalha - Dra.
Profa. PUC/MG



Marisa Lages Murta - Dra.
Enga. CEMIG

Resumo

O aterramento temporário é um procedimento de fundamental importância para a segurança das equipes que trabalham com manutenção em sistema elétrico de potência. Ele tem a função de garantir a segurança dos trabalhadores, tanto para o caso de uma energização acidental do circuito, quanto para os diversos tipos de induções existentes.

O objetivo deste trabalho é apresentar a metodologia adotada desde a especificação dos conjuntos de aterramento temporário até a comprovação dos resultados através de ensaios em laboratório. Os conjuntos foram submetidos a ensaios de curtos-circuitos trifásicos de 17,5 e 29,0 kA, diferentes dos normalizados, cujo objetivo foi reproduzir o modo como são realmente instalados nas subestações com tensões nominais de até 500 kV.

Os resultados demonstraram que as forças que surgem no momento de uma energização acidental são bastante elevadas, e que o ponto mais provável de falha é nas conexões do cabo aos grampos, ressaltando ainda mais a necessidade de se considerar a corrente assimétrica durante a especificação. Também foi medida a queda de tensão nos conjuntos de aterramento temporário, e os dados podem ser utilizados em aplicações semelhantes.

Abstract

The temporary protective grounding is a procedure of great importance for the safety of teams working with the maintenance of electric power system. It is used to guarantee the workers safety not only in the event of an accidental energization but also concerning the many types of existing inductions.

The objective of this Master Thesis is to show the methods applied since the specification process of the temporary protective grounds until the confirmation of results using laboratory tests. The temporary protective grounds were submitted to non-normalized 17.5 and 29.0 kA three-phase short-circuits tests, in order to reproduce the way in which they are installed in substations at nominal voltages of up to 500 kV.

The results have showed the forces resulting in the moment of an accidental energization are very high, and the most likely point of failure is located in the connections of the cable to the clamps, reinforcing the need to take the asymmetrical current into consideration during the specification process. The voltage drop in the temporary protective grounds was also measured and the data may be used in similar applications.

Agradecimentos

Ao meu orientador José Osvaldo pela atenção, ajuda e disponibilidade para discutir e colaborar com o trabalho.

À CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), especialmente às gerências ER/SE (Gerência de Engenharia de Subestações), ER/LS (Gerência de Construção de Linhas e Subestações) e TR/MN (Gerência de Engenharia de Manutenção da Transmissão) por não medirem esforços para que este trabalho pudesse ser realizado.

Especialmente aos amigos da CEMIG Roberto Márcio Coutinho, Geraldo Magela Gontijo, Edivaldo Moreira Franco e Hebert dos Santos Novaes que são, na verdade, co-autores deste trabalho.

Aos amigos da ER/SE P.R.F.C.Costa, E.M.J.Vaz, L.F.Dias, P.R.F.Prates, H.L.Paula, S.B.Panatieri, e C.R.L.Lameiras e da ER/LS A.Ferreira, M.P.Fonseca, F.A.Ferreira, M.C.Oliveira, J.F.Q.Filho, G.M.Brandão pelo apoio dado, principalmente na época da realização dos ensaios.

À Ritz do Brasil S.A. que fez de tudo para que as dúvidas a respeito deste assunto pudessem ser esclarecidas, além de fornecer gratuitamente todos os conjuntos de aterramento temporário para os ensaios.

Aos funcionários do laboratório de alta potência do CEPTEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) pelo profissionalismo demonstrado.

Sumário

1 – Introdução	1
1.1 Introdução	1
1.2 A Manutenção de Sistemas Elétricos de Potência	1
1.3 Conceitos Básicos sobre Aterramento Temporário	2
1.4 Técnicas de Aterramento Temporário	5
1.4.1 Interligação dos Cabos	6
1.4.2 Local de Instalação dos Conjuntos	9
1.5 Histórico	9
1.6 Objetivos e Conteúdo do Trabalho	10
2 – Revisão Bibliográfica	12
2.1 Introdução	12
2.2 Conjuntos de Aterramento Temporário	13
2.3 Subestações	16
2.4 Linhas de Transmissão	19
2.5 Redes e Distribuição	25
2.6 Conclusões	27
3 – Metodologia para especificação dos Conjuntos de Aterramento Temporário e	
Definição dos Ensaios	28
3.1 Introdução	28
3.2 Técnica de Aterramento	28
3.3 Correntes de Curto-Circuito	30
3.4 Tempos de Eliminação das Faltas	37
3.5 Forças Eletromagnéticas	40
3.6 Definição dos Ensaios	42
3.7 Indução	46
3.8 Limites de Segurança Pessoal	47
3.8.1 Correntes Máximas Admissíveis	47
3.8.2 Impedância do Corpo Humano	47
3.8.3 Máxima Queda de Tensão no Conjunto de Aterramento Temporário	48

3.9 Especificação dos Cabos, Grampos e Terminações	49
3.9.1 Cabos	52
3.9.2 Grampos	53
3.9.3 Terminações (Conexões dos Cabos aos Grampos)	55
3.10 Sumário da Metodologia Utilizada	56
4 – Ensaio e Resultados	57
4.1 Introdução	57
4.2 Montagem e Circuito de Ensaio	57
4.3 Resultados	61
4.3.1 Ensaio de 17,5 kA/1s	61
4.3.2 Ensaio de 29 kA/0,5s	65
4.3.3 Ensaio de 10 kA/1s	70
4.3.4 Análise das Medições	72
5 – Conclusões e Sugestões para Próximos Trabalhos	76
5.1 Conclusões	76
5.2 Sugestões para Próximos Trabalhos	78
Referências Bibliográficas	80

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Introdução

A demanda sempre crescente por energia elétrica cria a necessidade de grandes sistemas elétricos que possam gerar, transmitir e distribuí-la aos consumidores. Assim, usinas, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição são então interligadas compondo um grande sistema elétrico, que precisa funcionar de maneira confiável para garantir a energia necessária ao desenvolvimento do país. Para cumprir esse papel tão importante é necessário que freqüentemente sejam feitas manutenções preventivas, de modo que as falhas sejam evitadas, ou corretivas, caso já tenham acontecido.

1.2 - A Manutenção de Sistemas Elétricos de Potência

Existem basicamente dois métodos distintos de se fazer manutenções nos sistemas elétricos. O primeiro é feito com o sistema ligado, ou seja, sem a interrupção do fornecimento de energia para o consumidor, também conhecido como “linha viva” ou energizada. O segundo consiste em desligar o sistema, realizar a manutenção e em seguida religá-lo, também conhecido como “linha morta” ou desenergizada. Comparativamente os dois métodos apresentam suas vantagens e desvantagens.

A principal vantagem do método de linha viva é justamente evitar o corte do fornecimento de energia aos consumidores, possibilitando índices melhores de qualidade e satisfação dos clientes, além de não haver perda de receita com a venda de energia. No entanto, é um método mais caro porque, além de exigir profissionais com maior qualificação, necessita também de ferramentas especiais que em geral têm custo bastante elevado. Além disso, não pode ser aplicado com tempo chuvoso ou mesmo umidade do ar elevada, porque as ferramentas perdem as características isolantes. Dependendo do grau de risco envolvido, não se recomenda o uso desse método em algumas tarefas. As manutenções em linha viva podem ser

realizadas à distância com o uso de bastões isolantes ou ao potencial, utilizando roupas condutivas. Também existe o método ao contato, usado normalmente em baixa e média tensão, no qual são utilizadas luvas e mangas isolantes e o eletricista trabalha dentro de uma caçamba ou plataforma isolante.

Por outro lado, com o sistema desligado é possível executar qualquer atividade, mas isso não quer dizer que o cuidado com a segurança possa ser dispensado. Na verdade os acidentes têm sido mais freqüentes na linha morta do que na energizada, muito provavelmente pelo fato do eletricista de linha viva saber que uma mínima falha pode lhe custar a vida; diferentemente da linha morta, onde às vezes os procedimentos de segurança são descumpridos, mas nem sempre o acidente ocorre, porque é necessário que haja um outro fator de risco presente para que seja provocado um acidente mais grave.

O princípio básico para que um circuito seja considerado desenergizado é que ele esteja devidamente aterrado. Portanto, todos os procedimentos até que isso ocorra devem ser feitos como se o circuito estivesse energizado. Não são raros os casos de acidentes em que foi descumprida essa recomendação.

1.3 - Conceitos Básicos sobre Aterramento Temporário

O aterramento do circuito é feito através da instalação de “cabos” e “grampos” que conectam as fases ao sistema de aterramento, que pode ser, por exemplo, a malha de aterramento da subestação, o contrapeso de uma linha de transmissão, o neutro de um alimentador, etc. Esse procedimento é chamado de “aterramento temporário”. Os cabos e grampos utilizados formam o “conjunto de aterramento temporário”. Muitas vezes também se utiliza o termo aterramento temporário para se referir ao conjunto. Portanto, é considerado um equipamento de proteção coletiva porque, uma vez instalado, várias pessoas poderão trabalhar ao mesmo tempo naquele circuito. A FIG. 1.3.1 mostra um exemplo de um desses conjuntos.

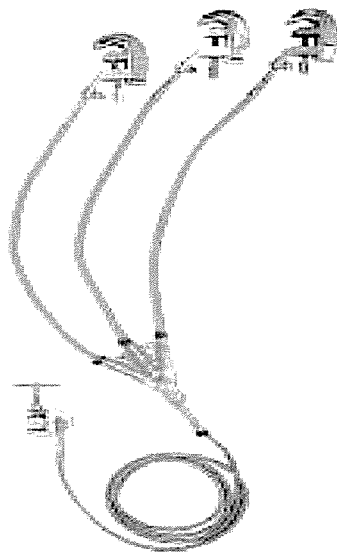


FIGURA 1.3.1- Exemplo de um conjunto de aterramento temporário [46]

Para que o aterramento temporário possa ser executado é necessário ter certeza que o circuito esteja desligado, caso contrário poderá ocorrer um acidente muito grave. Para isso, primeiramente são abertos os equipamentos de manobra. Depois, utilizando um “detector de tensão” faz-se a confirmação de que a linha está desligada. Só então pode ser instalado o conjunto de aterramento temporário. Em geral existe uma seqüência correta para a execução dessa tarefa:

1. Instalar primeiramente os grampos no sistema de aterramento.
2. Conectar a outra extremidade do cabo na fase, utilizando bastão isolante adequado e mantendo a distância mínima de afastamento recomendada de acordo com o nível de tensão do sistema. É muito importante que o executante não toque no cabo de aterramento nesse instante, porque senão perde-se o benefício do uso do bastão.

A retirada deve seguir a ordem inversa, ou seja, desconecta-se primeiramente da fase e depois do sistema de aterramento. Esse procedimento evita uma série de acidentes que já ocorreram, nos quais a linha estava energizada e tentou-se, ou por engano ou mesmo por não usar o detector de tensão, aterrará-la. Quando o cabo aproximou-se da fase, antes mesmo de tocá-la, formou-se um arco elétrico entre o cabo da fase e o grampo que estava na ponta do bastão. Em várias situações o eletricitista não sofreu praticamente nada. Caso tivesse executado o

procedimento inverso seria como se ele estivesse tocando com as mãos no cabo da fase e muito provavelmente teria acontecido um acidente fatal.

Como o aterramento temporário tem a função de preparar o sistema elétrico para uma outra atividade de manutenção, é muito importante que o tempo gasto para executá-lo não seja muito longo, com pena de torná-lo inviável, principalmente considerando que em muitos casos o consumidor estará sem energia. Por isso é recomendável que sejam definidos procedimentos claros para que as equipes executem a atividade com segurança e rapidez.

Em linhas de transmissão, por exemplo, são gastos em torno de 30 minutos para se fazer o aterramento temporário numa torre. O que quer dizer que se for considerada também a retirada dos conjuntos, só esse procedimento leva em torno de uma hora. Dependendo da complexidade do serviço ou mesmo do sistema elétrico, pode-se gastar bem mais. Portanto, apesar de não se discutir isso nas empresas, a questão econômica que envolve o aterramento temporário é muito importante, principalmente levando em conta a grande quantidade de equipes que diariamente executam esse procedimento em todos os sistemas elétricos. Dependendo da manutenção que for necessária, pode ser que o tempo para se fazer o aterramento temporário seja maior do que o da tarefa em si.

Entretanto, o principal objetivo de se fazer o aterramento temporário é a segurança das pessoas que estão envolvidas naquela atividade. Portanto, se acidentalmente o circuito onde as equipes estão trabalhando for energizado, o conjunto de aterramento temporário tem a função de limitar a “tensão de choque” nos trabalhadores a valores seguros. Além disso, fará com que a proteção opere e desligue rapidamente o circuito, diminuindo o “tempo de exposição ao choque”. Portanto, o conjunto precisa suportar esses esforços elétricos e mecânicos do curto-circuito até que o sistema seja desligado pelos disjuntores.

A “energização acidental”, principalmente nos sistemas de transmissão e em subestações, felizmente não acontece com frequência, devido aos critérios mais rígidos de segurança e aos intertravamentos que impedem que alguns equipamentos sejam manobrados, quando outros estiverem em determinadas condições operativas. Por isso não é incomum algumas pessoas defenderem que os conjuntos de aterramento temporário não precisam suportar as correntes de curto-circuito e por isso não necessitam ser tão pesados. De fato esse é um argumento que muitas vezes encontra o respaldo das próprias equipes de manutenção, uma vez que o peso é o

principal problema do conjunto. Porém, nenhuma norma ou mesmo guia assume essa hipótese, a não ser nos casos de circuitos onde medidas adicionais de segurança são implementadas para tornarem realmente impossível a energização acidental. Em subestações e linhas de transmissão sempre há o risco de um cabo se romper e cair sobre um outro circuito que esteja energizado, ou mesmo alguma pessoa, por engano, executar uma manobra errada e energizar o circuito. Em redes de distribuição esse tipo de ocorrência é bastante comum até hoje, mesmo utilizando placas de sinalização para alertar as pessoas para não manobrem determinado equipamento.

Outra função importante do aterramento temporário é minimizar os efeitos das induções provocadas por circuitos energizados próximos ao circuito onde será realizada a manutenção e conseqüentemente o aterramento temporário necessitará ser instalado. Com o aumento das tensões e das correntes dos sistemas elétricos, essa questão tem se tornado cada vez mais importante e perigosa para as equipes de manutenção. A tendência cada vez maior de se utilizar grandes corredores de linhas de transmissão, com longos trechos de paralelismo, torres de circuito duplo, etc, são alguns fatores que colaboram para o agravamento desse fenômeno. Em alguns casos, principalmente em linhas de transmissão, os procedimentos tradicionais de aterramento temporário têm se mostrado inadequados quando os níveis de indução são muito elevados [4]. Diferentemente da energização acidental, a indução está presente durante todo o tempo em que a tarefa está sendo executada, portanto qualquer erro pode ser fatal. Na realidade, a maioria dos acidentes cuja causa foi relacionada ao aterramento temporário instalado de forma inadequada, foi provocada por indução [36].

1.4 - Técnicas de Aterramento Temporário

Devido à grande diversidade de situações que são encontradas nos sistemas elétricos, existem também muitas técnicas de se fazer o aterramento temporário. No entanto, elas podem ser classificadas em dois grupos principais. O primeiro diz respeito à forma como os cabos das fases são interligados entre si e com o sistema de aterramento. O outro está relacionado ao local onde é instalado o conjunto de aterramento temporário.

1.4.1 - Interligação dos Cabos

A FIG. 1.4.1.1 mostra cinco maneiras diferentes de se aterrar o mesmo circuito trifásico, e a corrente que circularia pela pessoa caso ela estivesse tocando uma das fases. Para essa comparação foi considerada como 1000Ω a resistência do corpo humano e $1 \text{ m}\Omega$ a impedância dos cabos interligando duas fases, ou uma fase e a terra. Considerou-se também a possibilidade de acontecer energização trifásica (3Φ) ou monofásica (1Φ) com correntes de 10 kA , eficaz.

As situações 1, 2, 3 e 4 foram retiradas de [27] e feita uma pequena alteração para incluir a situação 5. Para cada uma dessas situações dá-se nomes, com o objetivo de facilitar o entendimento entre as equipes de manutenção.

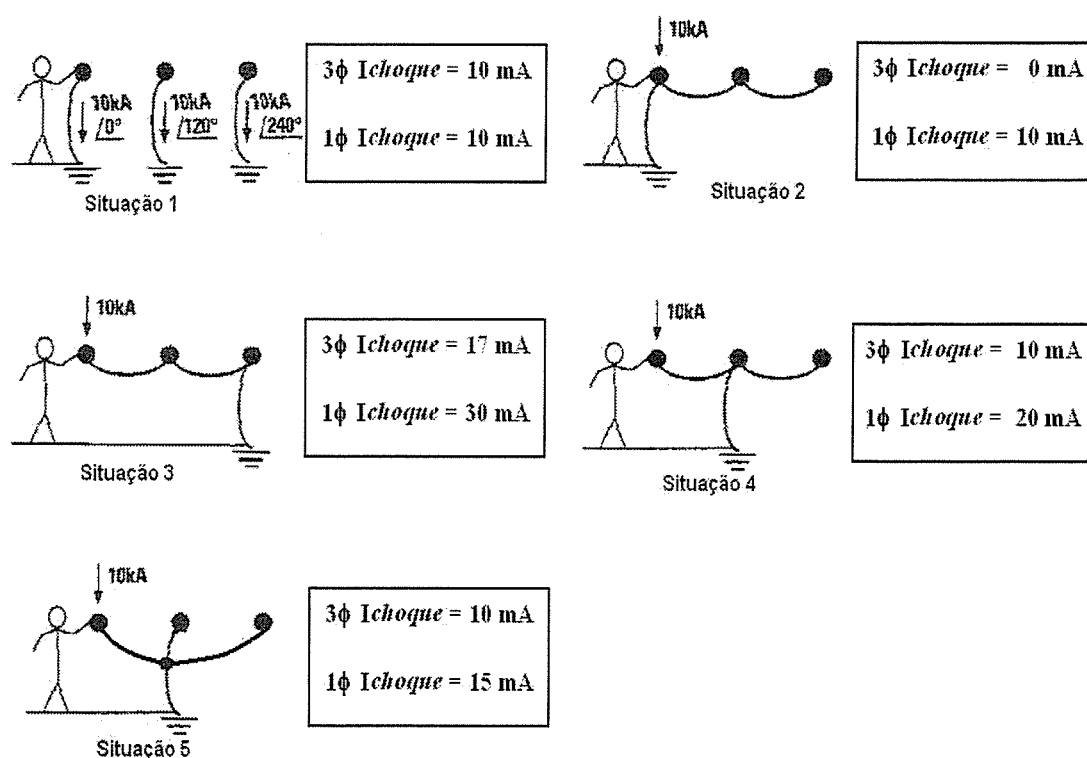


FIGURA 1.4.1.1- Técnicas de aterramento temporário [27]

- Situação 1 – ligação de cada fase separadamente ao sistema de aterramento. Pela disposição em que os cabos ficam é conhecido como “aterramento paralelo”. A grande vantagem é a maior facilidade de instalação em relação aos outros métodos, principalmente quando os cabos são muito pesados ou o espaçamento entre as fases é

grande. A desvantagem é que quando ocorrer uma energização trifásica as correntes das fases terão que passar pelo sistema de aterramento, o qual precisa ser confiável. Além disso, devido ao paralelismo existente, as forças entre os cabos poderão ser muito grandes. Em sistemas onde a corrente de curto-circuito trifásico é muito elevada comparativamente com a corrente de curto fase-terra, talvez esse método não seja uma boa opção. Um exemplo prático são os terciários dos transformadores das subestações que estão ligados em delta.

Um caso particular desse método é a instalação do conjunto de aterramento em apenas uma das fases. Ele é muito utilizado em linhas de transmissão que tem espaçamento entre fases muito grande, quando somente é aterrada aquela fase onde se está trabalhando. Isso diminui bastante o tempo de instalação. No entanto, para a aplicação desse método é muito importante que os outros condutores sejam tratados como se estivessem energizados, ou seja, mantendo-se uma distância de segurança adequada.

- Situação 2 – as fases são interligadas entre si no alto, e uma das fases externas é interligada em um único ponto no sistema de aterramento. Também conhecido como “*unbalanced chain*”. Apresenta os menores valores de choque quando a pessoa está tocando na fase mais próxima do ponto de conexão com o sistema de aterramento. Porém, como as três fases estão aterradas, é possível realizar manutenções em qualquer uma delas. Além disso, pode haver energização de qualquer uma das fases. Assim, se a pessoa estiver tocando na fase oposta, e houver uma energização acidental daquela fase (oposta), a condição de choque passa a ser a mesma da situação 3. Portanto, apresentando valores mais elevados de choque para energizações monofásicas. A grande vantagem desse método é evitar que as correntes de curto-circuito trifásico circulem pelo sistema de aterramento. Como os cabos ficam quase alinhados no sentido longitudinal, os esforços também são inferiores à situação 1. A dificuldade de executá-lo está relacionada ao peso do conjunto, principalmente na interligação entre as fases.
- Situação 3 – são as mesmas considerações da situação 2.
- Situação 4 – também conhecido como “*balanced chain*”. Apresenta a vantagem das correntes na pessoa serem menores do que a situação 3, porém as outras considerações são as mesmas das situações 2 e 3.

- Situação 5 - aparentemente parece ser somente uma variação da situação 4, mas é um dos sistemas mais aplicados em linhas de transmissão e redes de distribuição. Também conhecido como “*cluster ground*”. Na verdade, trata-se de um acessório intermediário chamado de “trapézio tipo sela” (*cluster*), mostrado na FIG. 1.4.1.2, que é instalado em geral preso à estrutura, entre as fases e o sistema de aterramento. Ele tem duas funções muito importantes, sendo que a primeira delas é justamente diminuir o peso na hora da instalação. Assim, ele é conectado no sistema de aterramento e, depois, cada fase é conectada a ele como se fosse um “aterramento paralelo”. Assim as correntes de curto-circuito trifásico não terão de passar pelo sistema de aterramento, além disso, os esforços são menores porque o paralelismo e o comprimento dos cabos também são menores do que na situação 1. As correntes na pessoa serão maiores do que na situação 1, porém menores do que nas demais. No exemplo, para cálculo das correntes de choque, foi considerado que o trapézio tipo sela está instalado na metade da altura. Portanto, trata-se de um sistema intermediário entre as situações 1 e 4. A segunda característica é fundamental para linhas de transmissão e redes de distribuição com postes de madeira ou concreto. O trapézio tipo sela é instalado abaixo do pé do electricista para que o potencial dos cabos seja também transferido para o poste, reduzindo as diferenças de tensões entre os cabos e a estrutura, uma vez que esses postes não são bons condutores, mas também não são isolantes. A principal desvantagem desse método com relação a todos os outros é a inserção de mais uma conexão entre a fase e o sistema de aterramento.



FIGURA 1.4.1.2- Trapézios tipo sela para uso em postes de madeira ou concreto [45]

De uma maneira geral, a situação 1 proporciona as menores correntes através da pessoa quando o choque é da fase para a terra. Entretanto, caso ela esteja tocando duas fases simultaneamente, as outras situações são mais seguras.

1.4.2 - Local de Instalação dos Conjuntos

Quanto ao local de instalação os aterramentos temporários podem se classificados em:

- “Aterramento local” – instalado somente no ponto ou estrutura onde o eletricitista está trabalhando.
- “Aterramento lateral” ou “Aterramento nas estruturas adjacentes” – instalado somente nas estruturas laterais ao ponto onde o eletricitista está trabalhando.
- “Aterramento combinado” – é uma conjugação dos dois outros modelos, ou seja, instala-se no local e nas estruturas adjacentes.

1.5 - Histórico

Em 2001, a CEMIG iniciou um trabalho cujo objetivo era fazer uma avaliação da especificação dos conjuntos de aterramento temporário para uso em subestações de transmissão, no sentido de tentar reduzir o máximo possível o peso dos conjuntos, que é a principal reclamação feita por parte dos eletricitistas. Pensou-se até em utilizar cabos de alumínio ao invés dos tradicionais cabos de cobre que são largamente utilizados.

Após contatos com dois fabricantes de conjuntos de aterramento temporário [45] [46] optou-se pela utilização dos cabos de cobre, uma vez que os de alumínio não estavam incluídos nas normas. Havia dúvidas tanto quanto ao desgaste provocado pelo uso, quanto relativas à corrosão e oxidação nas conexões. As normas não previam testes específicos para cabos de alumínio, e mesmo que fossem exigidos os mesmos ensaios dos cabos de cobre, sempre ficaria a dúvida se seriam suficientes para avaliar um material diferente.

Depois de algumas reuniões técnicas com os fabricantes, optou-se por continuar utilizando cabos de cobre até que seja feita uma melhor avaliação do uso do alumínio, uma vez que se trata de uma aplicação onde está envolvida a segurança das pessoas. Além disso, apesar do cabo de alumínio ser bem mais leve do que o de cobre, para uma mesma corrente de curto-circuito é necessário que ele tenha um diâmetro maior, apesar disso ele ainda é mais leve. Porém, no peso total do conjunto, a redução já não é tão significativa porque os grampos são os mesmos e já são feitos de materiais mais leves como alumínio fundido e bronze.

A especificação estava sendo feita de acordo com a norma Std F855 versão de 1996, da ASTM (American Society for Testing and Materials), quando Lambert [22] apresentou um trabalho no ESMO'2000 (International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance), em outubro de 2000, mostrando vários ensaios de curtos-circuitos em conjuntos de aterramento temporário dimensionados de acordo com essa norma e que falharam nos primeiros ciclos. Uma das conclusões é que a norma deveria ser revisada, porque os ensaios por ela recomendados não refletiam a realidade da aplicação, principalmente com relação aos esforços eletromecânicos.

A partir daí iniciou-se uma discussão sobre qual caminho tomar. Optou-se então por realizar um ensaio, mesmo que não fosse normalizado, que refletisse o máximo possível a condição de aplicação nas subestações da transmissão. A Ritz do Brasil S.A. [45] mostrou interesse em participar, se dispondo a fornecer gratuitamente os conjuntos.

A etapa seguinte foi escolher um laboratório que tivesse tanto a capacidade de curto-circuito, quanto área suficiente para que fosse realizada a montagem do arranjo. Optou-se então pelo laboratório do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), em Adrianópolis, no Rio de Janeiro e os ensaios puderam ser realizados no segundo semestre de 2002.

1.6 - Objetivos e Conteúdo do Trabalho

Os principais objetivos desse trabalho são:

- Discutir os principais aspectos relacionados à especificação dos conjuntos com base nos dados e normas atuais.

Depois de algumas reuniões técnicas com os fabricantes, optou-se por continuar utilizando cabos de cobre até que seja feita uma melhor avaliação do uso do alumínio, uma vez que se trata de uma aplicação onde está envolvida a segurança das pessoas. Além disso, apesar do cabo de alumínio ser bem mais leve do que o de cobre, para uma mesma corrente de curto-circuito é necessário que ele tenha um diâmetro maior, apesar disso ele ainda é mais leve. Porém, no peso total do conjunto, a redução já não é tão significativa porque os grampos são os mesmos e já são feitos de materiais mais leves como alumínio fundido e bronze.

A especificação estava sendo feita de acordo com a norma Std F855 versão de 1996, da ASTM (American Society for Testing and Materials), quando Lambert [22] apresentou um trabalho no ESMO'2000 (International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance), em outubro de 2000, mostrando vários ensaios de curtos-circuitos em conjuntos de aterramento temporário dimensionados de acordo com essa norma e que falharam nos primeiros ciclos. Uma das conclusões é que a norma deveria ser revisada, porque os ensaios por ela recomendados não refletiam a realidade da aplicação, principalmente com relação aos esforços eletromecânicos.

A partir daí iniciou-se uma discussão sobre qual caminho tomar. Optou-se então por realizar um ensaio, mesmo que não fosse normalizado, que refletisse o máximo possível a condição de aplicação nas subestações da transmissão. A Ritz do Brasil S.A. [45] mostrou interesse em participar, se disposto a fornecer gratuitamente os conjuntos.

A etapa seguinte foi escolher um laboratório que tivesse tanto a capacidade de curto-circuito, quanto área suficiente para que fosse realizada a montagem do arranjo. Optou-se então pelo laboratório do CEPTEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), em Adrianópolis, no Rio de Janeiro e os ensaios puderam ser realizados no segundo semestre de 2002.

1.6 - Objetivos e Conteúdo do Trabalho

Os principais objetivos desse trabalho são:

- Discutir os principais aspectos relacionados à especificação dos conjuntos com base nos dados e normas atuais.

- Apresentar os resultados dos ensaios realizados no CEPTEL.
- Discutir os principais temas relativos à realização dos ensaios, apontando os aspectos positivos e também negativos com o objetivo de dar uma contribuição para futuros trabalhos.

Esta dissertação é então constituída de cinco capítulos.

Capítulo 1 - Introdução: principais conceitos, justificativas e objetivos do trabalho.

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica: coletânea dos principais trabalhos desenvolvidos na área.

Capítulo 3 - Especificação dos Conjuntos de Aterramento Temporário e Definição dos Ensaios: discussão dos principais aspectos relacionados à especificação dos conjuntos de aterramento e proposição dos ensaios. Será também proposta uma metodologia abordando os aspectos mais importantes da especificação.

Capítulo 4 - Ensaios e Resultados: apresentação e discussão dos principais resultados obtidos durante os ensaios no CEPTEL.

Capítulo 5 - Conclusões e Sugestões Para Próximos Trabalhos

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 - Introdução

Há muito tempo fala-se em aterramento temporário, principalmente nas concessionárias e empresas ligadas ao setor elétrico, que trabalham com média tensão e acima, pois as conseqüências da sua má execução são bastante conhecidas de todos. Os acidentes sempre aconteceram, continuam acontecendo até hoje, e não há como ignorar esse fato. Por isso, são dados treinamentos sobre como executar o aterramento temporário para todos os eletricitas. No entanto, existem poucas publicações sobre o assunto, uma vez que a maioria das instruções é feita pelas áreas de engenharia, dentro das próprias empresas, inclusive podendo haver várias instruções dentro da mesma empresa. Para se ter uma idéia, em todas as edições do SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica), que é o principal fórum nacional do setor, até hoje, somente foram apresentados dois trabalhos referentes a aterramentos temporários em subestações [11] [33]. Tal situação talvez possa ser explicada pelo fato das pessoas acharem que é um assunto simples, bastando somente instalar o conjunto de aterramento temporário que os riscos estão todos eliminados. Por isso, apesar de todos os dias, centenas ou talvez milhares de eletricitas estarem executando seus aterramentos temporários, no Brasil, nem sequer há normas sobre esse assunto.

Muitas das referências bibliográficas são sobre aterramento temporário de linhas de transmissão e redes de distribuição, que têm particularidades bastante diferentes de subestações. Assim, neste capítulo será feito um breve histórico sobre os principais trabalhos, dando um foco um pouco maior naqueles referentes à especificação dos conjuntos de aterramento e nos mais direcionados às subestações.

2.2 - Conjuntos de Aterramento Temporário

As normas internacionais destinadas exclusivamente à especificação de conjuntos de aterramento temporário são a ASTM Std F855-2004 [34] e a IEC (International Electrotechnical Commission) Std 61230-1993 [12].

No final da década de 80, Reichman, Vainberg e Kuffel [7], do Ontario Hydro Research, publicaram um trabalho realizado junto com o EPRI (Electric Power Research Institute) e várias outras concessionárias americanas, cujo objetivo principal foi desenvolver um modelo computacional capaz de prever com precisão as características de falha de cabos de aterramento temporário, durante várias condições de correntes de curto-circuito, realizando um número estatisticamente significativo de testes. Os cabos foram ensaiados de acordo com a ASTM Std F855 [34], ou seja, montagem monofásica e cabos de 3 metros de comprimento. O experimento teve basicamente três etapas. Na primeira, foram realizados cerca de 160 testes em dois tipos de cabos de cobre, bitola 1/0 AWG com formações diferentes. Testou-se cada configuração cinco vezes, com quatro níveis de correntes simétricas (52, 33, 24 e 17 kA), correspondentes a tempos de falha de aproximadamente 100, 250, 500 e 1000 ms respectivamente. Cabos nus e com capa protetora, amarrados e desamarrados. Assim, pôde-se obter o tempo médio de falha para cada situação. Comparando-se os resultados foi possível verificar que a formação dos cabos, o uso de capa protetora e se estão ou não amarrados, não introduzem diferenças significativas na curva de fusão dos cabos, não chegando a diferenças maiores do que 10% para quaisquer comparações. A segunda etapa foi realizar ensaios em cabos de cobre 2/0, 4/0 e 250 MCM (Mil Circular Mil), também com correntes simétricas. As curvas de fusão foram comparadas com os vários modelos teóricos e concluiu-se que o método da ASTM, que utiliza as equações de Onderdonk (descrito na IEEE Std 80-2000 [21]), é o que apresentou a maior exatidão. Na terceira etapa, procurou-se investigar os efeitos da assimetria da corrente de curto (*dc offset*), religamento e instalação de cabos em paralelo. Foram realizados ensaios com onda totalmente assimétrica e $X/R=19,3$. Concluiu-se que enquanto o programa do EPRI apresentou boa conformidade com os tempos médios de falha obtidos, a fórmula de Onderdonk subdimensiona o cabo. Na discussão no final do artigo, Sverak questiona essa conclusão dizendo que na norma ASTM pode-se utilizar um fator de correção D_f na fórmula de Onderdonk, de acordo com a assimetria prevista. Os autores replicam dizendo que o uso desse fator superdimensiona o cabo em até 20% , o que naturalmente elevaria o peso do conjunto. Também foi investigada a possível redução do

tempo de falha em função de haver religamento. Foram realizadas cinco energizações em cabos nus 1/0 da seguinte maneira:

- 1 – Aplicação de corrente simétrica de 33,4 kA eficaz por 8 ciclos.
- 2 – Em seguida o disjuntor abriu o circuito.
- 3 – Depois de aproximadamente 7,5 segundos, a corrente foi reiniciada até que o cabo falhasse.
- 4 – O tempo total de falha foi considerado como a soma dos tempos obtidos em 1 e 3.

Os resultados indicaram que a redução nos tempos de falha é praticamente desprezível. Por último foi feita uma tentativa de se investigar a necessidade de fatores de correção quando do uso de cabos em paralelo. Foram montados dois cabos 1/0 com 3 metros de comprimento. Por duas vezes os cabos soltaram no ponto de conexão ao grampo, antes mesmo dos cabos falharem. Depois foram utilizadas conexões à compressão e o tempo foi estendido para aproximadamente 83% do tempo previsto para fusão dos cabos. No entanto, continuou soltando na terminação. Concluíram, portanto, que nesse tipo de aplicação, a conexão é que determinará a capacidade do conjunto, mas que não é necessário utilizar fator de correção para os cabos.

Blackley e Crouse [17] publicaram em 1998 um artigo sobre um trabalho realizado em maio e setembro de 1997 no Bangor Hydro Electric's Safety Test Laboratory, Maine, Estados Unidos. O objetivo era estudar a viabilidade de se fazer testes de baixa corrente para avaliar as condições de uso de cabos de aterramento temporário. Os testes foram feitos em cabos de cobre 2/0 com aproximadamente 7 metros de comprimento, aplicando 300 A (ac). Foram realizados testes em quatro cabos, sendo um sem danos e outro com até 25% dos fios rompidos. Em ambos a queda de tensão foi de 0,72 V. Nos outros dois, com 50 e 75% de fios rompidos, verificou-se quedas de tensão de 0,75 e 0,78 V, respectivamente. A conclusão é que para cabos com até 50% de fios rompidos é muito difícil, com esse tipo de ensaio, identificar algum defeito. Também sugerem que é bem provável que conexões inadequadas, sujas ou frouxas também não sejam detectadas por esses métodos. Segundo os autores, é recomendável que seja realizada a inspeção visual, limpeza e torqueamento nas conexões e grampos antes de cada uso do conjunto de aterramento.

Em 1998, King [19] da A.B. Chance Co. apresentou alguns testes que podem ser realizados nos conjuntos de aterramento, comparando vantagens e desvantagens de cada um. Segundo ele, a maioria dos problemas que provocam o aumento da resistência ocorre nos grampos,

devido à corrosão ou sujeira nas conexões frouxas. Cabos nus ligados a conexões prensadas sem uma terminação adequada são sujeitos a corrosão provocada pela umidade do ar. Depois de um certo tempo, esse tipo de conexão apresenta elevada resistência devido à corrosão circundando os fios do cabo. Ele classifica os ensaios em visual/manual e elétricos e afirma que o visual/manual ainda é o método mais confiável de inspeção/manutenção. O autor sugere que os testes de baixa corrente sejam realizados em corrente contínua ao invés de alternada, para reduzir os erros de leitura provocados pelos acoplamentos indutivos. Propõe que as correntes utilizadas sejam da ordem de 10 a 25 A, para evitar que o aquecimento altere o valor da resistência. O último ensaio proposto é o de elevação de temperatura, que pode ser feito aplicando-se uma corrente com valor elevado o suficiente para provocar aquecimento nos pontos de maiores resistências. A temperatura pode ser medida com sensores de temperatura infravermelhos. Os resultados referentes a esse tipo de ensaio nem sempre são satisfatórios, uma vez que o posicionamento e a distância podem influenciar na leitura obtida. Por fim, conclui que esses métodos são a melhor maneira, até o momento, de se avaliar a corrente suportável (*withstand*) segundo ASTM, mas que não há maneira de se determinar com certeza a capacidade máxima do cabo (*ultimate capacity*) sem submetê-lo a ensaios destrutivos.

Na tentativa de estabelecer critérios que possam avaliar a real condição de uso dos conjuntos de aterramento, Kolcio, Brown e Page [32] em 2003, publicaram um trabalho realizado nos laboratórios da BPA (Bonneville Power Administration) e da Ontario Hydro que fornece faixas de resistências para cabos 2/0, 4/0 de cobre e terminações. O objetivo é poder determinar se, quando submetido a altas correntes, o conjunto vai suportar sem danos, apresentar alguma fusão sem soltar, ou se vai soltar caracterizando assim uma falha. Nos ensaios da BPA foram recolhidos 37 jumpers, cabos 2/0 de cobre e terminações prensadas com luva de alumínio ou cobre, de várias concessionárias dos Estados Unidos. Mediu-se a resistência de todo o conjunto, em ca e cc, e depois só a do cabo. Assim, subtraindo-se um valor do outro, obteve-se a resistência equivalente das terminações (grampos mais conexões). Após esses ensaios, os conjuntos foram submetidos a correntes de 26 kA durante 0,5 s. Os cabos testados tinham comprimentos variando de aproximadamente 2 a 13 metros. Já nos ensaios realizados na Ontario Hydro, no Canadá, foram recolhidos conjuntos de aterramento temporário das próprias equipes da concessionária com vários modelos de grampos e terminações para cabos de cobre 2/0 e 4/0, com vários comprimentos. As resistências foram medidas com 10 A cc e 100 A ca e cc. Depois os jumpers 2/0 e 4/0 foram submetidos a 25 ciclos de correntes totalmente assimétricas de 22 kA e 35 kA eficaz, respectivamente. Os

resultados dos dois ensaios são apresentados tanto em conjunto como separadamente, e têm conclusões bastante interessantes, como por exemplo, o fato dos cabos usados que passaram nos ensaios apresentarem pouca variação na resistência, no máximo 5,7%, em relação a cabos novos (valores calculados). Houve uma diferença muito pequena na resistência das terminações dos cabos 2/0 e 4/0 que passaram nos ensaios. As terminações (grampos mais conexões) que falharam (soltaram do grampo), apresentaram resistência de contato média de 2.074 $\mu\Omega$. As que não soltaram do grampo, mas apresentaram algum sinal de fusão, tinham resistência de contato média de 471 $\mu\Omega$. E as que suportaram os ensaios sem nenhum dano tinham resistência de contato média de 194 $\mu\Omega$. Por isso os autores propõem que o valor de 471 $\mu\Omega$ possa ser utilizado como critério de aprovação para cabos 2/0 e 4/0.

2.3 - Subestações

O guia para uso de aterramento temporário em subestações é o IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) Std 1246-2002 [27], que recomenda uma série de medidas relativas à especificação, desempenho, uso, testes e instalação. Além disso, sugere práticas e dá informações técnicas e critérios de segurança que podem ser adotados.

Algumas concessionárias do setor elétrico brasileiro até hoje utilizam documentos e recomendações feitas pelo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Em [39] são recomendados critérios mínimos para aterramento temporário para manutenção de linhas de transmissão e subestações com tensões iguais ou superiores a 69 kV. Além de abordar vários aspectos do ponto de vista conceitual, fornece informações sobre como especificar o conjunto de aterramento, procedimentos de instalação, distâncias de segurança, localização dos conjuntos, sinalização, etc. No final, são propostas maneiras para se fazer o aterramento temporário em alguns tipos de torre de madeira e metálicas, e, no caso de subestações, próximo a equipamentos, tais como disjuntores, seccionadores, etc. Interessante notar que a filosofia adotada é curto-circuitar as fases e depois aterrar, para o caso de estruturas ou barramentos com espaçamentos reduzidos entre fases. Já no caso de espaçamentos maiores, a filosofia é ligar o aterramento na estrutura metálica, mesmo para o caso de subestações.

No SNPTEE de 1989, Korman [11] publicou um trabalho da COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica), onde um grupo de engenheiros de segurança, com o apoio das áreas de

operação e manutenção, desenvolveu e implantou nas subestações um “grampo redutor” para aterramento de barramentos. Segundo o autor, havia desconfianças, tanto do ponto de vista elétrico quanto mecânico, em usar os grampos multiangulares. O grampo redutor consiste de um grampo normal, tipo C, com sapatas removíveis para conectar em vários tipos de barramentos e cabos. Possui também dois pinos soldados no próprio corpo. Dessa maneira, instala-se primeiramente o grampo redutor na barra e depois o conjunto de aterramento é ligado no pino do grampo redutor. Os cabos utilizados são para 5,3 kA. Segundo o autor, os dados de curto-circuito são atualizados semestralmente e distribuídos às equipes de manutenção. Assim, segundo tabela publicada, em alguns casos são necessários até quatro cabos por fase. A cada grampo redutor podem ser ligados dois conjuntos. A outra medida foi a instalação, em vários pontos das subestações, tais como, seccionadoras, pára-raios, TP’s, TC’s, etc, de conectores fixos para aterramento temporário. São instalados nas fases, podendo ser ligados até dois conjuntos, O objetivo é facilitar a instalação dos conjuntos. Segundo o autor, esse procedimento foi adotado nas subestações da COPEL com grande aprovação das áreas de manutenção.

Atwater e DeHaan [20] apresentaram resultados de testes de campo realizados com o objetivo de avaliar a eficácia dos aterramentos temporários em equipamentos de alta tensão. Os experimentos foram conduzidos pelo U.S. Bureau of Reclamation na usina hidroelétrica de Hoover, Nevada, Estados Unidos. Foram quatro testes na barra de 16,5 kV de um gerador de 115 MVA, que foi isolado dos demais da usina com esse objetivo. No teste 1, somente a fase A foi aterrada. No teste 2, foi feita uma energização trifásica e cada uma das três fases foi aterrada na malha da usina e cada cabo foi amarrado separadamente, na metade da altura vertical, para evitar o chicoteamento. O teste 3 é similar ao 2, porém, os cabos foram amarrados todos juntos. No teste 4 e último, foi feita uma energização trifásica com as fases curto-circuitadas no alto, e somente a fase A, que não era a central, foi interligada à malha da usina. A cada energização, ver FIG. 2.3.1, as tensões foram medidas nos terminais dos cabos de aterramento temporário (V1) e em outros pontos do lado contrário à fonte (V2 e V3), para simular uma pessoa tocando no barramento durante uma energização acidental. Os divisores de tensão tinham uma impedância de 500 Ω para simular o equivalente do corpo humano. Os resultados demonstraram que as tensões medidas do lado contrário à fonte eram maiores do que a queda de tensão no cabo de aterramento temporário. Tal efeito foi atribuído à indução que acontece no *loop* formado entre o cabo de aterramento temporário, a malha de aterramento, a pessoa e o barramento. Os autores, inclusive, propõem um método para

calcular tal efeito e demonstram que houve uma boa correlação entre os valores medidos e calculados. Os resultados mostraram que com as fases curto-circuitadas no alto, teste 4, os valores de tensão foram muito inferiores e, portanto, seria a configuração preferencial. Por outro lado, o aterramento somente da fase A, teste 1, apresentou os piores resultados e maximiza os efeitos do *loop* indutivo. Segundo os autores, o teste 3, com os três cabos amarrados juntos, reduz o efeito indutivo, mas aumenta os riscos de um rompimento violento devido aos esforços durante uma falta.

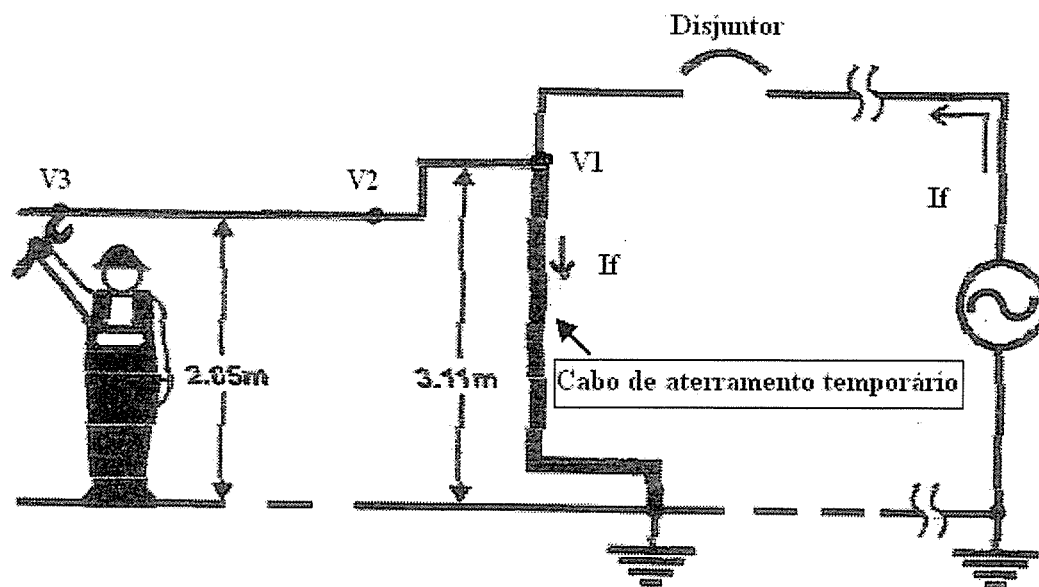


FIGURA 2.3.1 – Loop Indutivo

Lambert [22], em outubro de 2000, apresentou um trabalho no ESMO (International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operations and Live-Line Maintenance), onde um grupo de dezesseis empresas, incluindo concessionárias e fabricantes, uniu-se ao Georgia Institute of Technology e ao NEETRAC (National Electric Energy Testing, Research & Applications Center), Estados Unidos, para realizar uma série de ensaios em vários conjuntos e configurações de aterramento temporário para subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição. O objetivo foi estudar os esforços mecânicos, o movimento dos jumpers, medir as tensões a que as pessoas ficariam submetidas, tanto no alto das estruturas quanto no solo. Foram onze dias de ensaios no laboratório de alta potência da Powertech no Canadá, realizados em agosto de 2000. Ao todo foram 38 ensaios, sendo 32 trifásicos e 6 monofásicos. As correntes utilizadas, com fator de assimetria de 1,8 (*offset*) em uma das fases, 8 ciclos, foram 33 kA para cabo 2/0, 50 kA para cabo 4/0 e 60 kA para

múltiplos cabos. Foram montados arranjos de barramentos tubulares de alumínio, com vários pontos fixos, soldados, para instalação do conjunto de aterramento temporário. Colunas de isoladores tipo pedestal e estruturas tubulares de aço típicas de subestações serviram de suporte para os barramentos das fases. Também foram utilizadas estruturas com cantoneiras e postes de madeira, típicos de linhas de transmissão e redes de distribuição. Os resultados não foram muito animadores. Houve falhas no corpo dos grampos, nas terminações e no ponto de conexão com as fases ou malha. Alguns pontos fixos para aterramento, principalmente os de alumínio, quebraram. Outros ficaram soldados nos próprios grampos. Dos cinco testes de 50 kA realizados, três apresentaram falhas. Dos quatro testes de 60 kA utilizando dois cabos 2/0 ou 4/0 por fase, todos falharam violentamente nos primeiros 4 ciclos. Por isso, Lambert [22] sugere que a norma ASTM Std F855 seja revisada para contemplar fatores de assimetria acima de 1,2 e que sejam previstos ensaios para pinos fixos. Também propõe a revisão da norma IEEE Std 1048 [31] para definir critérios mais claros sobre as várias maneiras de se fazer o aterramento temporário. Por fim, lança uma dúvida sobre como as concessionárias poderão proteger seus trabalhadores para curtos-circuitos da ordem de 60 kA, uma vez que todos os arranjos falharam.

2.4 - Linhas de Transmissão

O guia para uso de aterramento temporário em linhas de transmissão é o IEEE Std 1048 [31]. Assim como o de subestações, também recomenda uma série de medidas relativas à especificação, desempenho, uso, testes e instalação dos conjuntos de aterramento. Além disso, dá uma ênfase maior nos aspectos de indução, aterramento de veículos e cuidados com terceiros.

Harrington e Martin [1] em 1954 apresentaram um trabalho onde realizaram ensaios numa linha de transmissão com torres metálicas, sem cabos pára-raios, entre Bonneville e Vancouver, Canadá. Uma das fases foi energizada com tensão de 13,8 kV para a terra, utilizando um arranjo provisório montado numa das subestações que alimentavam a linha. Assim, a corrente tinha que retornar via solo para essa subestação, passando pelo aterramento da torre onde fosse instalado o conjunto de aterramento temporário. Foram medidas as tensões entre a fase da linha e a torre, e, entre a torre e hastes instaladas no solo a aproximadamente 0,6, 1,2, 5 e 78 metros. Foram realizados testes com aterramento temporário somente em uma

das torres (local), somente nas torres adjacentes e no local e nas torres adjacentes (combinado). Utilizou-se o cabo 4/0 para aterramento temporário. As correntes variaram de 730 a 1240 A, quando se usou um e três aterramentos temporários, respectivamente. Concluíram que o aterramento somente nas estruturas adjacentes não garante a segurança do eletricitista no local de trabalho, mas que o aterramento no local parece ser seguro. No entanto, as tensões medidas no solo são muito elevadas, com valores bastante superiores aos limites de segurança, mesmo quando são utilizados mais aterramentos em paralelo, pois há um aumento da corrente de curto em função da redução da impedância.

Em 1982, Mousa [4] discutiu as vantagens e desvantagens da utilização das lâminas de terra, que normalmente existem nas chaves seccionadoras para fazer o aterramento temporário dos terminais da linha de transmissão nas saídas das subestações. Esse é, até hoje, um procedimento adotado na maioria das concessionárias. O trabalho aborda principalmente os efeitos das induções que podem ser bastante elevadas, principalmente em linhas com longos trechos de paralelismo com linhas de EAT (Extra Alta Tensão) com carregamentos elevados. Quando se faz o aterramento nas duas extremidades de uma linha em manutenção, cria-se um *loop* muito grande, que próximo a tais linhas, faz surgirem correntes muito elevadas. Esse fenômeno tem danificado as lâminas de terra de muitas seccionadoras. Quando os eletricitistas vão fazer o aterramento temporário na estrutura onde vão trabalhar, estão fechando um *loop*, que embora menor, também está sujeito a uma corrente bastante alta. O arco elétrico que surge é muito grande, chegando a danificar os grampos de aterramento; tornando-se um procedimento um tanto quanto arriscado. Mousa propõe que as lâminas de terra não sejam abertas (sem conexão com a linha) e que somente o aterramento local seja executado. Dessa maneira, somente as correntes devido aos acoplamentos eletrostático e capacitivo estariam sendo drenadas para a terra. Propõe métodos para calcular e para reduzir os efeitos das induções e sugere que as lâminas de terra não sejam utilizadas em nenhuma linha, inclusive naquelas sem problemas de indução, por não ver vantagens comparativas na sua aplicação. No Brasil, algumas concessionárias já têm adotado esse procedimento, principalmente Furnas [36], que classifica tais linhas como de “alta indução”. Em testes realizados, chegaram a medir correntes de mais de 200 A no cabo de aterramento temporário, causando inclusive choques nos estais das torres, ressecamento do solo, danos nos cabos contrapesos e riscos de incêndio. Esses efeitos também são citados por Mousa no seu artigo.

Cole e McDermott [6] fizeram um estudo, baseados em simulação computacional, de curtos-circuitos em linhas de 240 e 500 kV. As linhas foram modeladas como circuitos PI, com cabos pára-raios e resistências de aterramento das torres de 10 Ω . Foram realizadas várias simulações e concluíram que para linhas de transmissão com cabos pára-raios, o aterramento local, somente da fase onde se está trabalhando, é o método preferível, mas que no chão as tensões ainda são bastante elevadas. Eles também descobriram que para energizações trifásicas o melhor método é aterrar nas estruturas adjacentes curto-circuitando as três fases, ou seja, segundo os autores, para linhas de transmissão com cabos pára-raios, existe pelo menos uma situação em que aterrar nas estruturas adjacentes é melhor do que o aterramento local. Já para o caso de energizações monofásicas, o mais indicado é aterramento local.

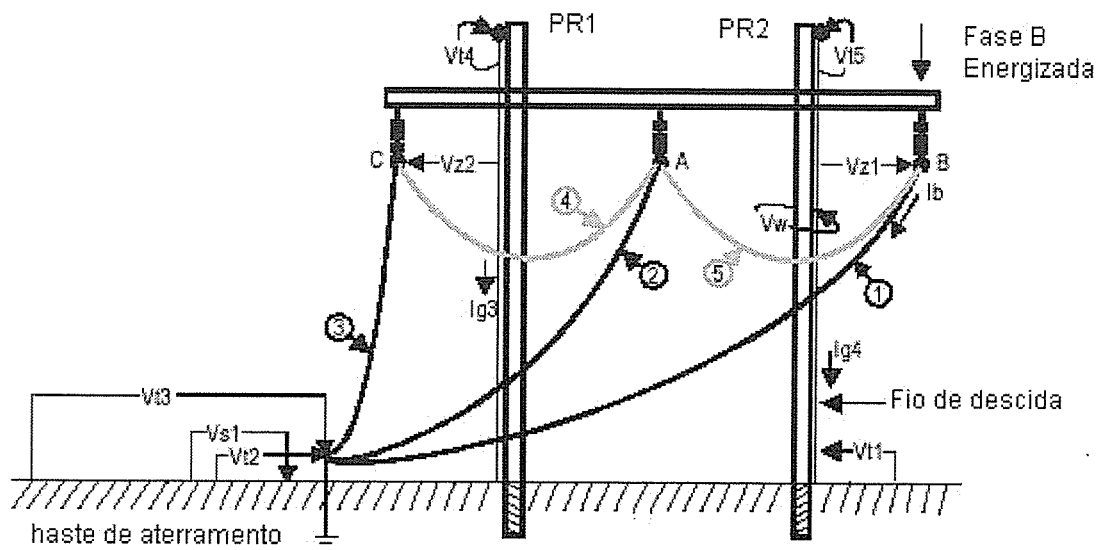
Em Novembro de 2000, Atwater, Dehaan e Romero [23] mostraram os resultados sobre ensaios realizados em duas linhas de transmissão da WAPA (Western Area Power Administration) em conjunto com U.S. Bureau of Reclamation, ambos com sede no Colorado, Estados Unidos. Os primeiros testes foram feitos numa linha de 230 kV, circuito simples, com dois cabos pára-raios conectados em estruturas metálicas, situada entre os estados do Arizona e do Novo México, Estados Unidos. O arranjo em uma das subestações foi modificado para que somente a fase A fosse energizada, provocando um curto fase-terra. Cabos de cobre 2/0, 6 metros de comprimento, foram utilizados para aterramento temporário, ligados entre a fase e a cantoneira da estrutura metálica. As correntes de falta foram medidas nos cabos de aterramento temporário, nos cabos pára-raios e nos quatro pés das estruturas. Tensões foram medidas entre o condutor da fase A e a estrutura metálica e entre a estrutura e pontos no solo a 1, 3 e 10 metros de distância. Foram ensaiadas quatro configurações de aterramento:

1. Aterramento local das três fases.
2. Aterramento nas estruturas adjacentes das três fases.
3. Aterramento local e nas estruturas adjacentes das três fases.
4. Aterramento local somente da fase A.

As correntes de falta variaram de 143 a 1750 A. Os testes revelaram que, para qualquer tipo de aterramento, as tensões de toque e transferência no solo são elevadas, variando de 500 a 1.250 V. Para as situações 1, 3 e 4 as tensões de toque, metal a metal, no topo da estrutura variaram de 3,3 a 4,5 V, enquanto para a situação 2 chegou a 35 V, o que para linhas com correntes de falta mais elevadas pode representar um risco. Nas configurações 1 e 4, a maioria da corrente de falta foi para os cabos pára-raios. As correntes nos quatro pés da torre foram iguais, assim como as nos dois cabos pára-raios. Tal fato também foi observado nos ensaios

realizados numa linha de 500 kV, no estado de Nevada, Estados Unidos. Ela possui circuito simples, estruturas metálicas e dois cabos pára-raios, que apesar de isolados das torres, possuem *gaps* que promovem a conexão no momento da falta. Nos aterramentos temporários foram utilizados dois cabos de cobre 2/0 por fase com 8 metros de comprimento. Nestes ensaios foram realizadas energizações trifásicas e somente as configurações 1 e 4 foram testadas. Apesar de somente haver aterramentos em uma torre, tensões de toque no solo foram medidas em duas estruturas, situadas no mesmo sentido da linha de transmissão em relação ao ponto de aterramento temporário, para avaliar a transferência de tensão para as torres adjacentes através dos cabos pára-raios. As correntes de falta variaram de 11.140 a 14.930 A. Os resultados demonstraram que para a configuração 4 as tensões de toque e transferência no solo são muito elevadas, chegando a 7.380 V no local do aterramento e até 5.800 V nas torres adjacentes. Para a configuração 1 os valores foram comparativamente pequenos devido ao cancelamento das três correntes, chegando ao máximo de 675 V. No entanto, elevadas tensões de toque, da ordem de 17.100 V de pico, apareceram devido à diferença de tempo de abertura de cada fase, originando um pulso de 1/6 de ciclo de 60 Hz, aproximadamente 0,003 s. Tal pulso não é definido nos estudos de choque [2] [3] e nem em normas [21], mas os autores acreditam que possam impor um choque bastante perigoso. A queda de tensão em cima dos cabos de aterramento variou de 14,1 a 17,3 V, enquanto que entre o condutor fase e o montante da estrutura, localizado a aproximadamente 8 metros do cabo, variou de 43,5 a 52,1 V. Os autores enfatizam a importância de se analisar o efeito indutivo no *loop* formado. Concluem dizendo que os potenciais que surgem no solo são muito elevados, e que medidas de segurança adicionais tais como: evitar tocar na estrutura, utilizar mantas isolantes e evitar que terceiros se aproximem, possam ser implementadas. Também ressaltam que os métodos de aterramento local promovem uma maior segurança no topo da torre do que os de aterramento nas estruturas laterais e que aterrar as três fases é o melhor método, a não ser que outras condições de risco levem a optar pelo aterramento somente de uma das fases. Nesses casos, deve-se tratar as outras fases como se estivessem energizadas, ou seja, mantendo as distâncias mínimas de segurança. Por fim, concluem dizendo que, do ponto de vista de controle de tensões no local de trabalho, o método 3 revelou-se levemente superior aos métodos 1 e 4. Por isso, é bastante improvável, para a maioria das situações, que essa redução de tensões justifique o trabalho de se instalar aterramentos adicionais nas estruturas adjacentes.

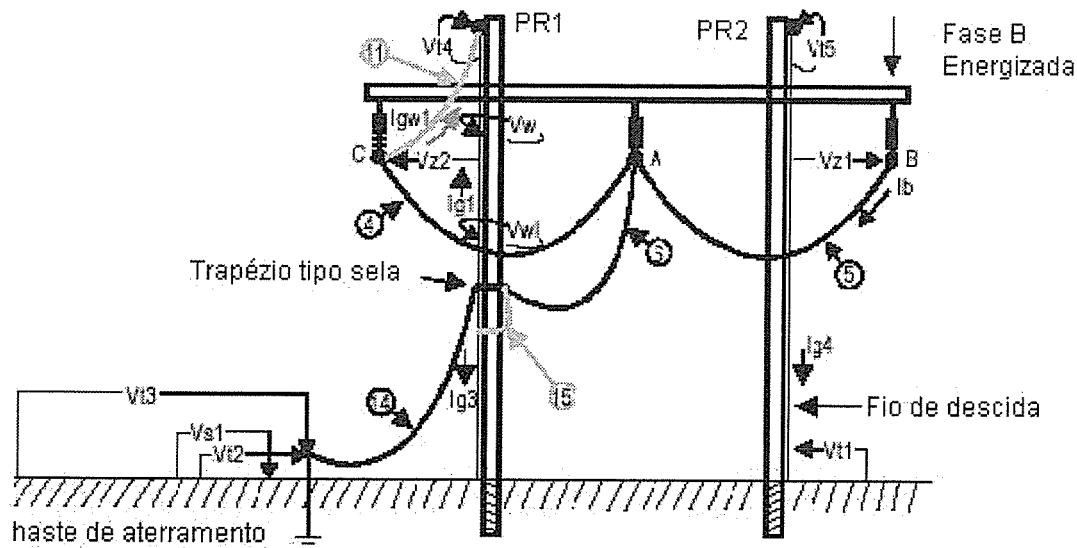
Em Novembro de 2001, Atwater, Dehaan e Román [26] publicaram resultados de ensaios de campo em uma linha de 115 kV da PREPA (Puerto Rico Electric Power Authority) situada em Canovanas, Porto Rico. Sete configurações de aterramento temporário foram testadas em torres tipo H com postes de madeira. Utilizou-se cabos de aterramento 2/0 AWG em diferentes configurações. Somente energizações monofásicas (fase B) foram testadas, com o objetivo de aumentar as tensões no local de trabalho e também para evitar maiores perturbações no sistema elétrico. As FIG's. 2.4.1, 2.4.2 e 2.4.3 mostram os diversos arranjos e pontos de medição das tensões e correntes. As tensões V_{t1} e V_{t2} foram medidas a 1 metro de distância da haste de aterramento ou fio de descida. Já a tensão de transferência V_{t3} foi medida a 10 metros, enquanto V_{s1} corresponde a uma tensão de passo (1 metro) iniciada a 30 cm da haste de aterramento. As tensões V_w e V_{w1} foram medidas entre o fio de descida e um prego cravado no poste de madeira. Todas as grandezas foram medidas em módulo e ângulo. As correntes de falta variaram de 4,1 a 4,8 kA correspondendo aos ensaios 1 e 6, respectivamente. Como era de se esperar, os ensaios de 1 a 3 apresentaram os piores resultados, pois criam duas referências diferentes de aterramento. Uma formada pelos cabos das fases, aterramento temporário e haste, e a outra, pelo poste, fios de descida e cabos pára-raios PR1 e PR2. Além disso, toda a corrente de curto-circuito tem que ser escoada via haste de aterramento. Foram medidas tensões V_{z1} , entre a fase B e o fio de descida, acima de 24 kV eficaz, por exemplo. Também foi relatada a necessidade de se colocar todos os elementos do sistema de aterramento no mesmo potencial. No ensaio 3, por exemplo, houve um arco entre o trapézio tipo sela e o fio de descida, sendo que a tensão pré-arco chegou a 29 kV de pico. Nos ensaios 4 e 5 já houve uma redução significativa das tensões medidas no topo do poste, não ultrapassando 670 V, mas muito acima dos limites de segurança. Somente com a instalação do trapézio tipo sela no segundo poste, ensaios 6 e 7, é que os valores foram reduzidos, não ultrapassando 29 V. Quando os cabos pára-raios foram conectados nos aterramentos temporários, as tensões no solo foram bastante reduzidas, mas ainda muito acima dos limites de segurança. Nos ensaios 6 e 7, as tensões V_{z1} foram mais de três vezes o valor de V_c , queda de tensão no cabo 5, mostrando a necessidade de se avaliar o efeito do *loop* indutivo. Os valores de resistência cc de todos os cabos foram medidos antes e depois dos ensaios, a máxima variação encontrada foi de 7%.



Ensaio 1 - cabos de aterramento 1, 2 e 3 instalados (4 e 5 fora do ensaio)

Ensaio 2 - cabos de aterramento 3, 4 e 5 instalados (1 e 2 fora do ensaio)

FIGURA 2.4.1 - Aterramento somente em haste

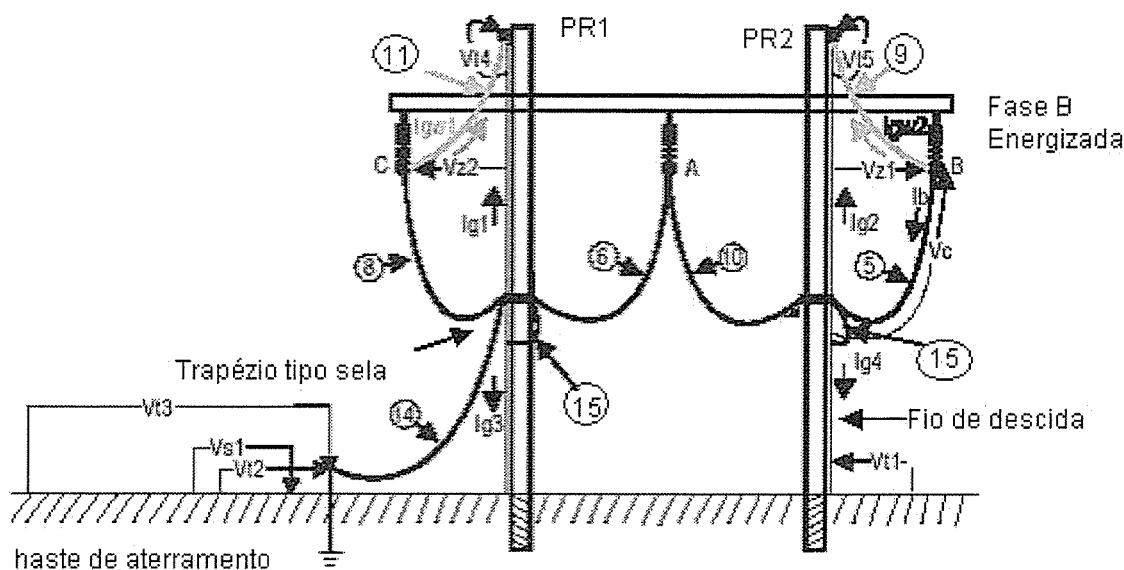


Ensaio 3 - cabos de aterramento 3, 4, 5 e 14 instalados (11 e 15 fora do ensaio)

Ensaio 4 - cabos de aterramento 3, 4, 5, 14 e 15 instalados (11 fora do ensaio)

Ensaio 5 - cabos de aterramento 3, 4, 5, 11, 14 e 15 instalados

FIGURA 2.4.2 – Aterramento com trapézio tipo sela em um único poste



Ensaio 6 - cabos de aterramento 5, 6, 8, 10, 14 e 15 instalados (9 e 11 fora do ensaio)

Ensaio 7 - cabos de aterramento 5, 6, 8, 9, 10, 11, 14 e 15 instalados

FIGURA 2.4.3 – Aterramento com trapézio tipo sela nos dois postes

2.5 - Redes de Distribuição

O mesmo guia para aterramento de linhas de transmissão, ou seja, o IEEE Std 1048 [31], pode ser utilizado para redes de distribuição aéreas uma vez que as características são bastante semelhantes.

A maioria dos trabalhos publicados nessa área, na verdade, abordam os mesmos conceitos de linhas de transmissão. Por isso, somente será dada ênfase naquilo que for diferente do que já foi apresentado antes ou mais específico das redes de distribuição.

Bonner et al [8] publicou um trabalho para avaliar a melhor maneira de se fazer o aterramento temporário em redes de distribuição com postes de madeira. Os estudos mostraram que a tensão e a corrente a que o electricista vai estar submetido, no caso de energização acidental, depende da resistência elétrica do poste. Segundo os autores, ela varia muito pouco com a espécie da madeira, decresce à medida que o gradiente de tensão aumenta e tem grande

variação com a umidade e com o material utilizado para fazer o tratamento químico. Os ensaios foram realizados numa linha experimental montada com três postes de madeira de 12 metros, neutro 4/0 CAA (cabo de alumínio com alma de aço), multiterrado, com correntes de curto variando de 4.200 a 5.700 A. Os cabos de aterramento temporário utilizados eram 1/0. Um resistor de 911Ω foi utilizado para representar a resistência do corpo humano e várias situações de trabalho foram simuladas, tais como, o eletricista tocando na fase e pisando no neutro, ou na carcaça aterrada de um transformador, ou com o pé encostado somente no poste, etc. Foram simuladas situações com aterramento local ou nas estruturas adjacentes, com e sem o uso do trapézio tipo sela. Os testes revelaram que a melhor configuração de aterramento para esse tipo de rede é interligar as fases e conectá-las ao neutro, o qual deve ser interligado ao trapézio tipo sela logo abaixo do pé do eletricista. Os testes também mostraram que o fio de aterramento utilizado para aterrar o neutro e a carcaça do transformador, de certa maneira, promove um efeito similar ao trapézio tipo sela.

Mueller e Richards [10], após modelagens para redes de distribuição de até 34,5 kV, chegaram a conclusões bastante parecidas com as de Bonner et al [8]. De acordo com os autores, postes de madeira podem ter condutividade suficiente para conduzir correntes fatais em redes de média tensão. Ressaltam também a importância do uso do trapézio tipo sela e de se conectar os aterramentos temporários ao neutro para que haja a atuação da proteção.

Em 1998, Dawalibi, Southey e Hotte [18] divulgaram os resultados de um estudo paramétrico, realizado para a Canadian Electricity Association, Canadá, com o objetivo de avaliar a eficácia dos métodos de aterramento temporário para redes de distribuição aéreas operando em tensões de até 86,6 kV. Foram feitas comparações entre o aterramento local e nas estruturas adjacentes. Foram realizadas aproximadamente 10.000 simulações quantificando os níveis de tensão de toque no topo do poste e elevação de potencial dos condutores, considerando sistemas com neutro multiterrado e sem neutro. Os estudos contemplaram avaliações tanto de energização acidental através da subestação, quanto dos efeitos de indução magnética provocados por redes de distribuição e linhas de transmissão paralelas, em condições de falta ou carregamento elevado. Os parâmetros foram variados e seu impacto nos valores de tensão de toque e elevação de potencial no local de trabalho foi quantificado. São muitas as conclusões que se pode tirar desse trabalho, mas os próprios autores afirmam, que não há um método melhor do que outro, porém que os resultados apresentados podem servir como referência para as pessoas que necessitem definir esses critérios nas empresas. No

entanto, apesar das grandezas apresentarem grande variação em função do leque de opções consideradas, pode-se observar de uma maneira geral, que sistemas sem neutro apresentam maiores elevações de potencial, mas menores tensões de toque no topo do poste. E que, realizar os aterramentos nas estruturas adjacentes, do ponto de vista de tensões de toque no topo do poste provocadas por indução, é muito pior do que o aterramento somente no local de trabalho.

2.6 - Conclusões

Fica claro, a partir da bibliografia levantada, que nos trabalhos mais recentes tem havido a contribuição de vários setores da sociedade para tentar estudar melhor esse assunto. Profissionais de universidades, empresas, órgãos governamentais, fabricantes e até consultoria têm publicado trabalhos nessa área. Além disso, testes em instalações reais e experimentais, laboratórios e simulações computacionais têm sido realizados com o objetivo de avaliar o melhor método para se fazer o aterramento temporário nos diversos tipos de instalações. Uma outra vertente busca identificar possíveis ensaios para determinação, em campo, da real condição de uso dos conjuntos de aterramento.

Aparentemente ainda não se tem um consenso sobre qual é o melhor método de aterramento temporário. No entanto, para linhas de transmissão e redes de distribuição, os riscos para as pessoas que estão no solo são muito elevados, fazendo com que alguns autores recomendem o uso de mantas e luvas isolantes, malhas de equalização, controle de terceiros através de barreiras, etc. Práticas essas que não são muito comuns.

Este trabalho, portanto, está inserido no contexto de metodologia de especificação de conjuntos de aterramento temporário para subestações e ensaios de alta corrente em laboratório de alta potência com arranjos em escala real.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA PARA ESPECIFICAÇÃO DOS CONJUNTOS DE ATERRAMENTO TEMPORÁRIO E DEFINIÇÃO DOS ENSAIOS

3.1 - Introdução

Neste capítulo será descrita, de forma seqüencial, toda a metodologia adotada desde a especificação dos conjuntos de aterramento temporário, até a definição dos ensaios que foram realizados no laboratório do CEPEL. A proposta é que sirva como um guia para futuras especificações, explicando com detalhes vários pontos relacionados ao levantamento de dados do sistema elétrico, normalização, segurança pessoal, tipos de grampos, materiais utilizados, etc. No final será apresentado um sumário de toda a metodologia, ressaltando os principais aspectos a serem observados.

As normas utilizadas para especificação e ensaios em conjuntos de aterramento temporário são a IEC Std 61230-1993 [12] e a ASTM Std F855-2004 [34], que somente tratam da parte relativa aos materiais utilizados. Por isso, os critérios de segurança a serem adotados, devem ser obtidos em normas ou guias específicos para cada tipo de instalação, de acordo com a legislação vigente. O guia para subestações é o IEEE Std 1246-2002 [27]. Assim, neste trabalho, os conjuntos são para uso exclusivo nas subestações da CEMIG Transmissora nos circuitos de 34,5 a 500 kV. Os barramentos de 13,8 kV não estão incluídos nesse estudo por apresentarem características muito diferentes dos demais, principalmente os níveis de curto-circuito, que em muitas instalações podem ultrapassar os 100 kA.

3.2 - Técnica de Aterramento

Uma das primeiras questões a ser bem discutida é a maneira como o circuito vai ser aterrado. Isso impacta diretamente no comprimento dos cabos e conseqüentemente na queda de tensão, na escolha dos grampos, e também nos valores de corrente que vão circular em cada parte do conjunto de aterramento temporário.

No início cogitou-se a hipótese de utilizar a própria cantoneira das estruturas metálicas que sustentam os equipamentos e barramentos para servir como ponto de terra, uma vez que as mesmas são aterradas na base e teoricamente suportam o curto-circuito das subestações, ver FIG. 3.2.1. [36]. Quando, por algum motivo, há falha numa coluna de isolador, essas estruturas conduzem normalmente as correntes de curto. Por isso, a expectativa é que elas sejam capazes de cumprir essa função, uma vez que não se ouve relatos de que tenham sofrido quedas ou mesmo danos graves quando há ocorrências nas subestações. Algumas concessionárias utilizam essa técnica de aterrar, cuja principal vantagem é a redução do peso do conjunto através da redução do comprimento do cabo. A principal desvantagem é que o electricista ou operador, que estiver executando o aterramento, tem que escalar a estrutura ou utilizar um caminhão com cesta apropriado para trabalhos nesse tipo de instalação.

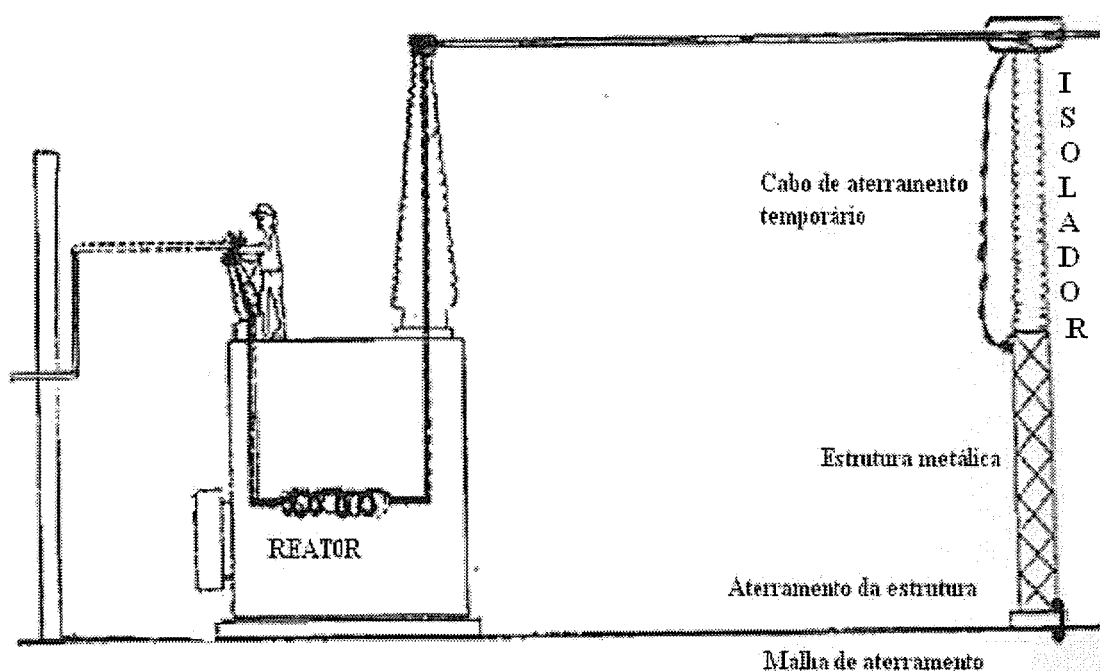


FIGURA 3.2.1 – Aterramento utilizando a cantoneira das estruturas metálicas [36]

Esta é uma técnica muito utilizada em linhas de transmissão, principalmente naquelas com espaçamentos maiores entre fases. No entanto, a expectativa é que os conjuntos de aterramento temporário para uso em subestações desse porte tenham que suportar esforços eletromecânicos bem superiores aos de linhas de transmissão, em função das correntes de curto-circuito e fator X/R mais elevados. Além disso, normalmente são instalados com um comprimento de paralelismo maior e espaçamentos menores entre fases do que nas linhas, em

virtude dos arranjos mais compactos normalmente utilizados nas subestações. Por isso, há o risco do grampo se soltar da cantoneira antes mesmo de haver algum dano no cabo ou na terminação (conexão do cabo de aterramento aos grampos). Como não se conhece trabalhos de ensaios para avaliar essa questão, a técnica adotada foi o aterramento das três fases, ligando cada uma no cabo da malha de aterramento (Situação 1 da FIG. 1.4.1.1 – aterramento paralelo). Os principais argumentos para tal escolha estão relacionados a seguir:

1. As elevadas correntes de curto-circuito exigirão cabos de maior diâmetro.
2. As grandes distâncias existentes entre as fases, e entre estas e o solo, exigirão cabos de maior comprimento.
3. De acordo com os argumentos 1 e 2, pode ser que o diâmetro dos cabos ainda tenha que ser aumentado por causa do critério de queda de tensão.
4. Os três argumentos anteriores dão uma indicação de que o conjunto necessitará ter um peso elevado. No entanto, se for excessivamente pesado, no momento da instalação, o electricista pode não suportar e deixar acontecer uma aproximação ou mesmo queda sobre um circuito energizado, podendo provocar um acidente bastante grave. Em subestações, diferentemente de linhas de transmissão e redes de distribuição, na maioria das vezes existem barramentos energizados muito próximos ao local onde se está instalando o conjunto de aterramento temporário. Para tentar minimizar esse risco é que a escolha recaiu sobre a interligação de cada fase separadamente à malha de aterramento.

3.3 - Correntes de Curto-Circuito

Definida a maneira de instalação, pode-se analisar as correntes de curto-circuito que irão circular nos cabos dos aterramentos temporários. Existem basicamente três tipos de energizações possíveis: monofásica, bifásica e trifásica. Como o sistema está em curto-circuito e também aterrado, todas as faltas têm o envolvimento da terra. Na FIG. 3.3.1 estão indicadas as correntes de curto em 61 barras de 138 a 500 kV, das subestações da CEMIG Transmissora. As correntes no 34,5 e 69 kV não estão sendo consideradas por apresentarem valores bem inferiores aos mostrados e também para efeito de simplificação, mas os conjuntos de aterramento temporário poderão ser usados nessas barras sem maiores problemas. O gráfico facilita a comparação entre os diversos tipos de energizações, ficando claro que nesses

casos, não há grandes variações entre usar um ou outro valor para efeito de dimensionamento dos conjuntos.

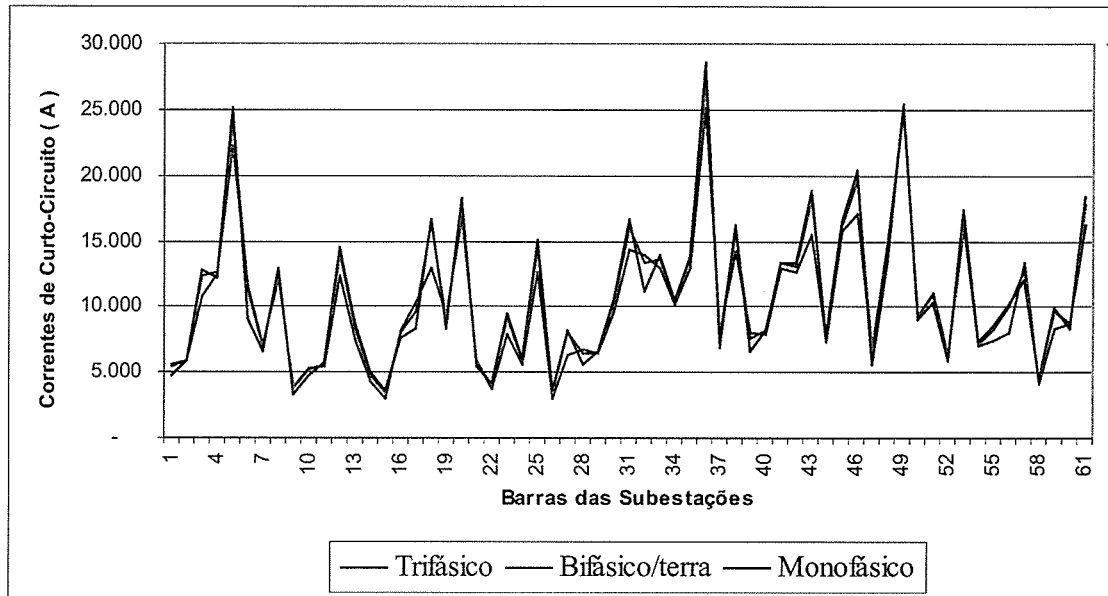


FIGURA 3.3.1 – Correntes de curto-circuito (valor eficaz da parte simétrica)

A corrente de curto-circuito na barra pode ser avaliada através de um circuito RL série, onde a impedância equivalente no ponto do sistema elétrico pode variar de acordo com o tipo de falta. Quando ocorre a energização, existe um período transitório inicial onde a corrente que circulará será assimétrica por alguns ciclos e pode ser calculada de acordo com (3.3.1)[48].

$$I(t) = \frac{V_m}{|Z|} \left[\text{sen}(\omega t + \theta - \varphi) - \text{sen}(\theta - \varphi) e^{-\frac{t}{\tau}} \right] \quad (3.3.1)$$

onde

$$\tan \varphi = \frac{\omega L}{R} = \frac{X}{R} \quad (3.3.2)$$

$$\tau = \frac{L}{R} = \frac{X}{\omega R} \quad (3.3.3)$$

τ = constante de tempo do circuito

θ = ângulo da onda de tensão no instante do fechamento do circuito, em radianos.

$t =$ instante do início da corrente

Observando (3.3.1), é possível notar que há um termo senoidal da mesma frequência da tensão (onda simétrica) e outro exponencial que decai com o tempo (componente contínua). Considerando que o circuito será energizado em $t = 0$, a máxima corrente assimétrica ocorrerá quando $\theta - \varphi = \pm \frac{\pi}{2}$. Quanto maior for o fator X/R, maior será a assimetria e o tempo gasto para cessar a componente contínua da onda. A FIG. 3.3.2 mostra as ondas resultantes para um fechamento em $\theta - \varphi = -\frac{\pi}{2}$ e X/R=20.

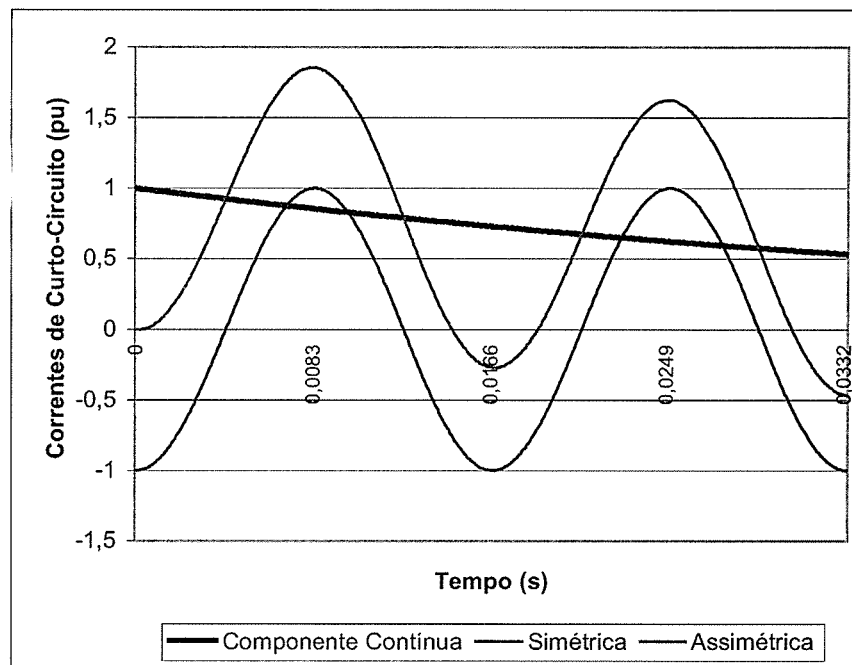


FIGURA 3.3.2 – Correntes de curto-circuito para X/R=20

Considerando o mesmo instante de fechamento do exemplo anterior, as FIG. 3.3.3 e 3.3.4 avaliam o decaimento da componente contínua e o fator de assimetria (relação entre a onda assimétrica e a simétrica), em função de X/R. Os valores estão em pu. Portanto, para sistemas com valores mais elevados de X/R são esperadas correntes bem maiores do que as simétricas, podendo chegar bem próximas de 2 pu. Pode-se observar que após 2 ciclos de 60 Hz, para X/R=40, a componente contínua ainda está com mais de 70% do valor inicial, enquanto o fator de assimetria passa de 1,5.

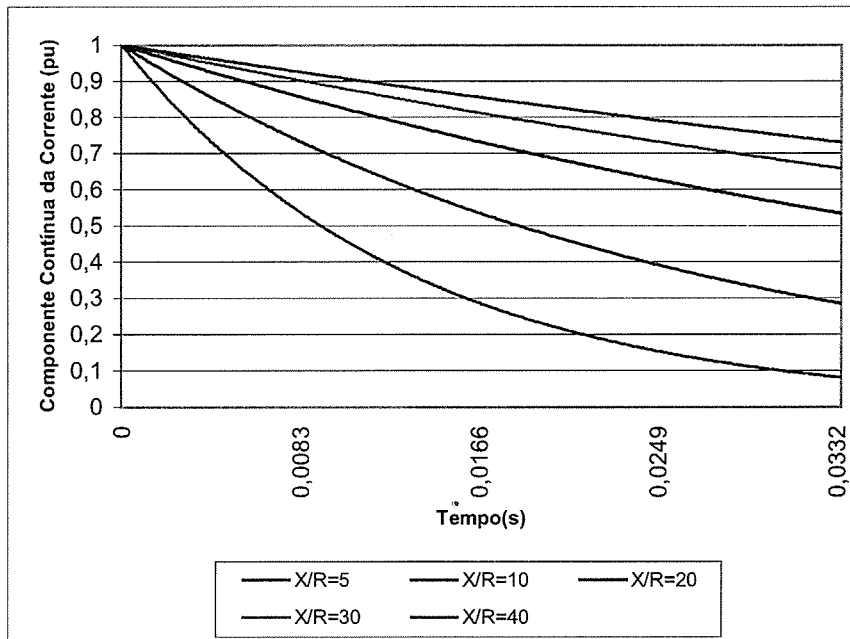


FIGURA 3.3.3 – Decaimento da componente contínua

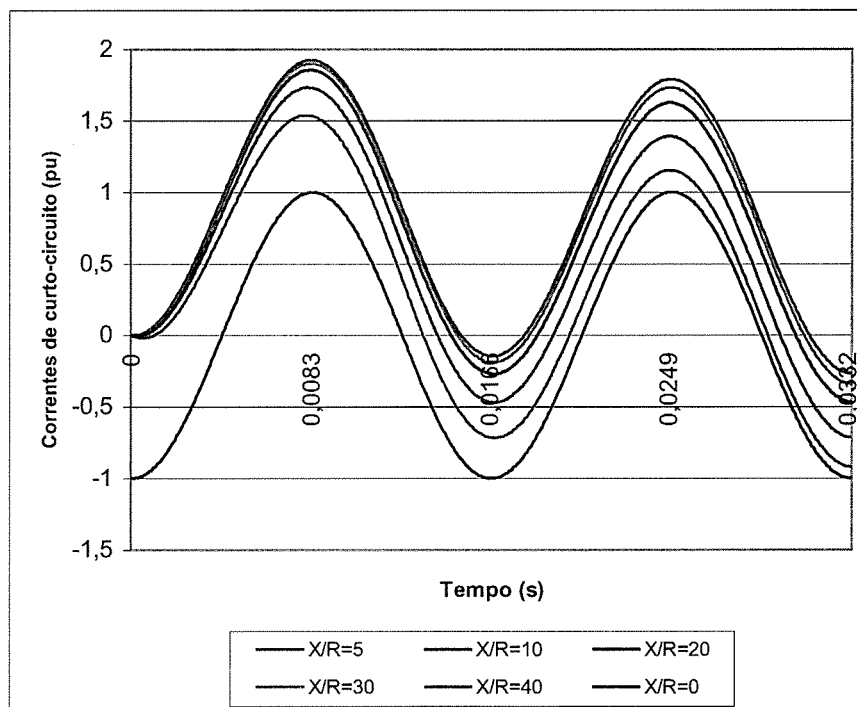


FIGURA 3.3.4 – Correntes de curto (Fator de assimetria)

Os trabalhos e normas recentes [7] [21] [22] [27] [31] [34] têm demonstrado grande preocupação com a necessidade de se considerar esses fatores no momento da especificação dos cabos de aterramento temporário. Alguns autores propõem a introdução de fatores de correção, principalmente para contemplar o efeito térmico da componente contínua.

Por isso, para cada uma das 61 barras estudadas, foram calculados os fatores X/R considerando cada tipo de curto-circuito e estão indicados na FIG. 3.3.5.

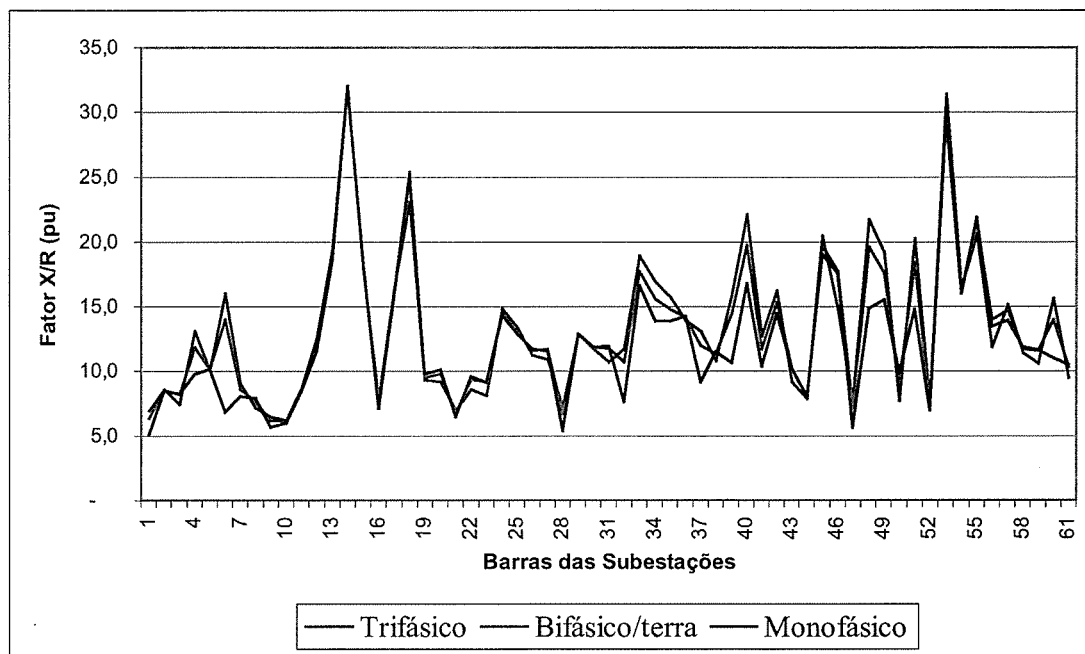


FIGURA 3.3.5 – Fator X/R para diferentes curtos-circuitos

Como não houve variações significativas nem nas correntes (FIG. 3.3.1), nem em X/R (FIG. 3.3.5), pode-se considerar para efeito de especificação, por exemplo, as correntes de curto monofásico, que são um pouco maiores que as demais. A FIG. 3.3.6 indica as correntes em cada barra das subestações estudadas. É importante observar a grande variação dos dados, praticamente de 3 a 28 kA. O valor médio está em torno de 10 kA e somente quatro barras têm níveis superiores a 20 kA.

Na FIG.3.3.7 estão indicados os valores de X/R para as mesmas barras. Novamente, há uma grande variação dos dados, de 5 a 32, com média de aproximadamente 12, sendo que somente quatro barras possuem valores superiores a 20.

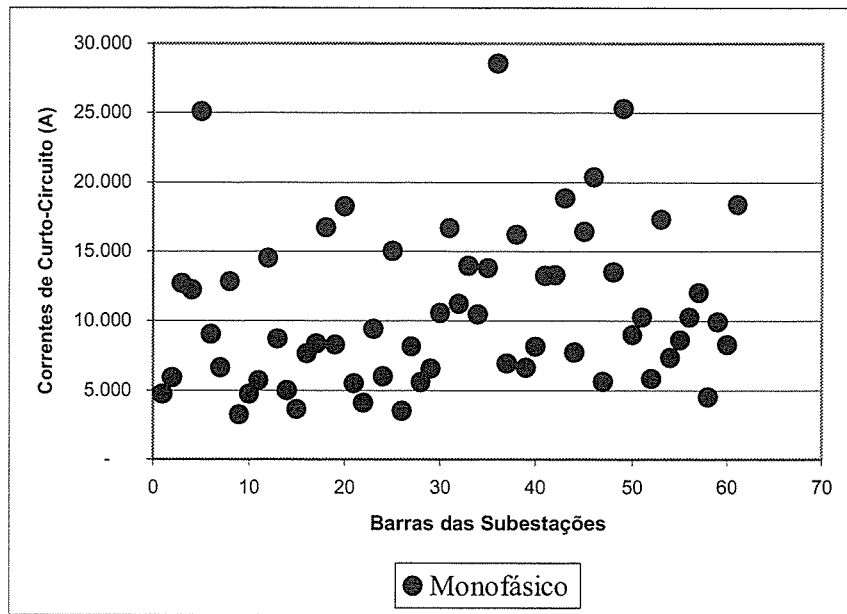


FIGURA 3.3.6 – Dispersão das correntes de curto (valor eficaz da parte simétrica)

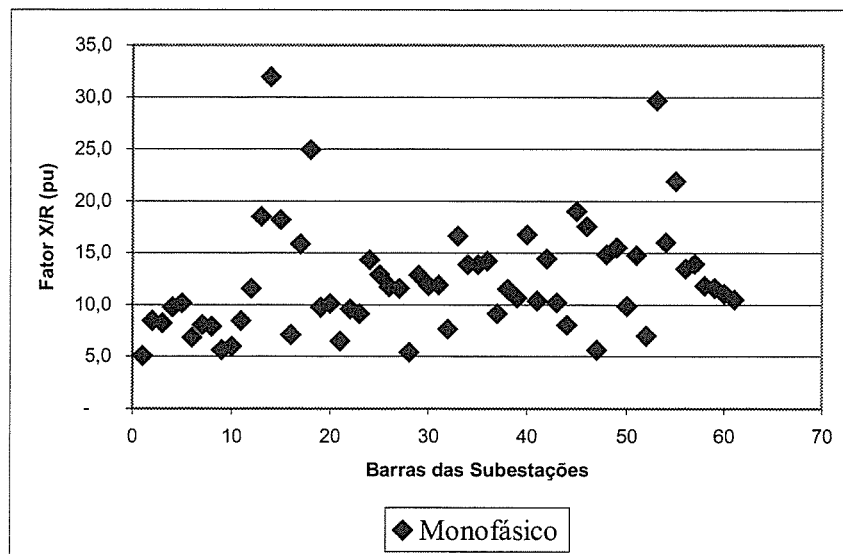


FIGURA 3.3.7 – Dispersão dos valores de X/R

Com base nessas informações, um conjunto de aterramento temporário que suportasse uma corrente da ordem de 28 kA, com $X/R=32$ estaria adequado para todas as barras. No entanto, seriam extremamente pesados e para uma probabilidade de ocorrência de praticamente zero. Assim, foram cruzados os dados das correntes de curto com os valores de X/R. Na FIG. 3.3.8 fica evidente que, nessas subestações, os curtos mais elevados não estão associados aos maiores valores de X/R. Porém, de qualquer maneira é necessário especificar conjuntos para

os maiores esforços eletromecânicos. Por isso optou-se por fazer testes com dois níveis diferentes de correntes de curto: 17,5 e 29 kA (valor eficaz da parte simétrica). Nos ensaios de 17,5 kA seria possível avaliar os conjuntos para uma corrente superior às encontradas em cerca de 90% das barras avaliadas. Já nos ensaios de 29 kA seriam contemplados os valores máximos encontrados no sistema.

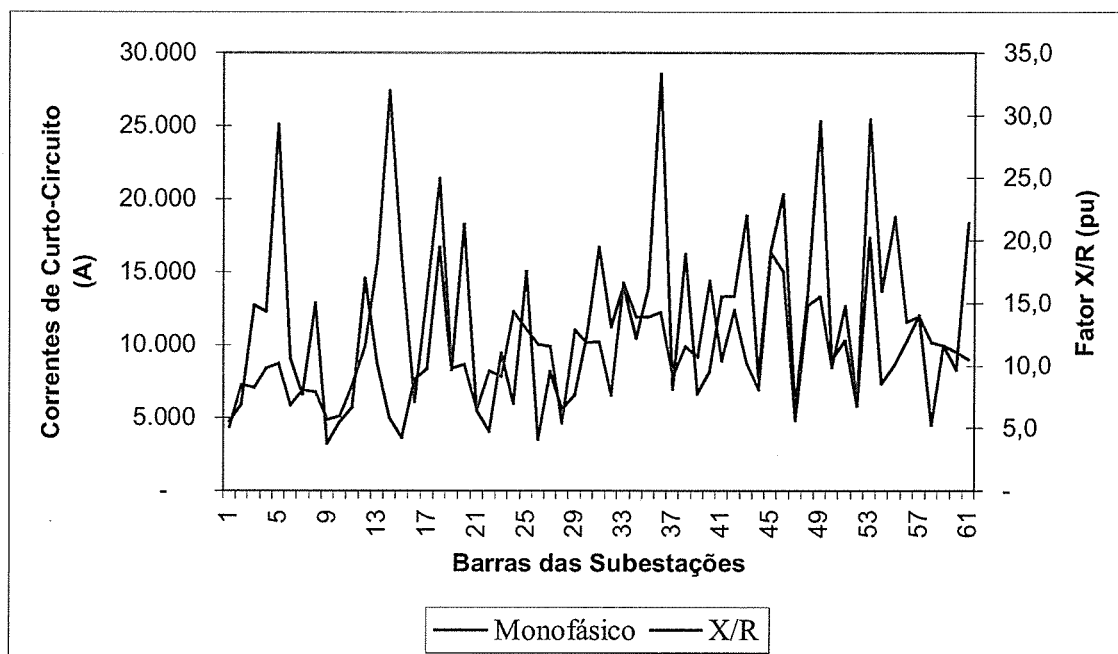


FIGURA 3.3.8 – Correntes de curto e fator X/R

Como o sistema é trifásico, em cada ciclo, existem seis pontos em que $\theta - \varphi = \pm \frac{\pi}{2}$, ou seja, que o pico da corrente assimétrica atinja seu maior valor. Portanto, a probabilidade de que a energização acidental aconteça nesse instante, ou próximo dele, não é muito pequena. A proposta era que nos ensaios fosse possível controlar o instante do fechamento do circuito para se obter esse ângulo.

Como os ensaios contemplariam as máximas correntes de curto, com fechamento para se obter a máxima assimetria, seria conveniente que o fator X/R a ser usado fosse maior ou igual à média (12), porém inferior ao máximo (32). Nas quatro barras com correntes de curto superiores a 20 kA, o maior valor de X/R é 17,5. Por isso especificou-se para a realização dos ensaios o valor de 20.

3.4 - Tempos de Eliminação das Faltas

Quando se fala em tempo de eliminação de faltas considera-se o tempo no qual a corrente é totalmente extinta, ou seja, até que todos os disjuntores sejam abertos. Por isso, estão incluídos aqui os tempos dos relés, da teleproteção, dos disjuntores, etc. Normalmente as proteções atuam de maneira a eliminar o defeito no menor tempo possível, provocando o menor impacto no sistema. Assim, existe uma seqüência lógica para atuação de cada tipo de proteção que em geral segue a seguinte ordem, para subestações da Transmissão.

1. Principal e Suplementar: normalmente são proteções idênticas ou bem parecidas com tempos máximos em torno de 100 ms. Atuam simultaneamente. Caso a principal falhe a suplementar faz a mesma função.
2. Falha de disjuntor: são acionadas após os 100 ms quando se percebe que houve falha no disjuntor e ele não abriu. As fontes associadas a ele são desligadas. Normalmente têm tempos máximos entre 150 e 350 ms, após os 100 ms da principal. Por isso, o tempo de eliminação da falta é a soma dos tempos das duas. Porém, esse tipo de proteção não existe em todas as subestações. No caso das barras analisadas elas estão presentes em 64% do total.
3. Retaguarda Remota: são acionadas no caso da principal e suplementar falharem, porém os disjuntores estão localizados em outras subestações. Por isso, os tempos máximos de eliminação das faltas são mais elevados. Normalmente variam de 600 a 1000 ms. Elas partem junto com a principal e suplementar.
4. Retaguarda Local: o defeito é isolado na própria subestação. Em geral concorre com a retaguarda remota, podendo atuar antes ou depois, dependendo da filosofia de proteção adotada. Em alguns casos pode ultrapassar os 5000 ms.

A retaguarda local não será considerada nesse trabalho, porque para que ela atue em tempos maiores do que a retaguarda remota é necessário que esta última falhe, constituindo-se praticamente numa terceira contingência. Por outro lado, se atuar antes, a adoção do tempo da retaguarda remota é conservativa.

Na FIG. 3.4.1 estão mostrados, juntamente com as correntes de curto, os tempos máximos de eliminação das faltas para cada tipo de proteção, em todas as barras analisadas. Novamente é

possível verificar que algumas barras que possuem tempos de eliminação mais elevados não são as que possuem os maiores níveis de curto. Existem 15 barras com curtos acima de 15 kA, porém apenas 2 não possuem proteção de falha de disjuntor, ou seja, 87 % delas têm proteção contra falha de disjuntor.

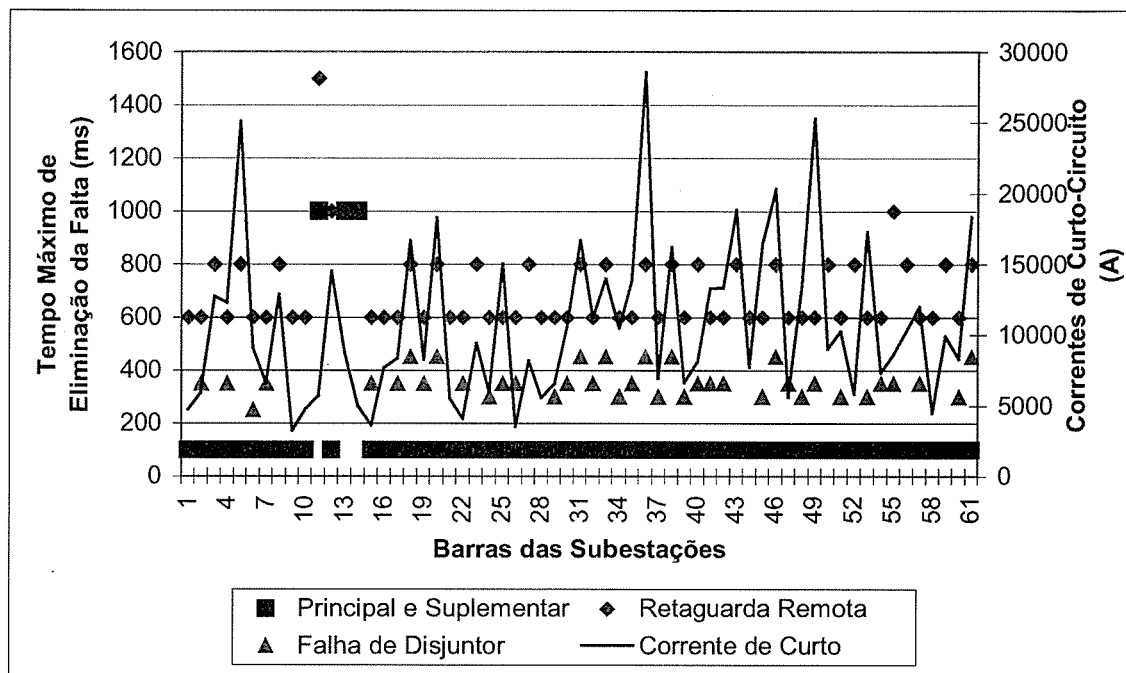


FIGURA 3.4.1 – Tempos máximos de eliminação das faltas

A partir desses dados surge a grande dúvida sobre qual tempo de eliminação da falha considerar. Talvez essa seja a principal variável na especificação dos conjuntos de aterramento temporário. As normas existentes deixam essa decisão por conta de quem está fazendo a especificação. Se considerarmos que as proteções principal e suplementar não falharão, podemos utilizar tempos em torno de 100 ms o que resultaria em cabos com seções menores e mais leves. Além disso, as tensões de choque poderão ser maiores, uma vez que o tempo de choque é menor. Isso resulta então na possibilidade da queda de tensão no cabo ser maior, o que novamente poderia contribuir para a redução do diâmetro. Por outro lado, se considerarmos que várias proteções irão falhar, os tempos de eliminação de falta serão muito altos e os conjuntos serão muito pesados.

Toda essa discussão na verdade gira em torno da confiabilidade do sistema de proteção. Como a diferença de tempo das proteções principal e suplementar é muito grande em relação a retaguarda remota, um conjunto de aterramento dimensionado para 100 ms certamente

apresentará problemas se o tempo de eliminação da falta for, por exemplo, 1000 ms. A dúvida é como estimar a probabilidade de falha das proteções principal e suplementar. Nesse tipo de instalação é sabido que é muito raro acontecer alguma falha, mas que de vez em quando uma ou outra acontece. Por isso foram adotados tempos de eliminação das faltas de 500 ms para sistemas de 345 e 500 kV. Sistemas com níveis de tensão menores do que esses, o tempo adotado foi de 1000 ms. Alguns argumentos estão discutidos abaixo.

- Apesar da atuação pela suplementar já se constituir numa primeira contingência, o fato dela ser praticamente igual à principal e os relés serem instalados muito próximos, facilita que problemas de interferências possam acontecer simultaneamente, causando o mau funcionamento das duas ao mesmo tempo.
- Existe a possibilidade de algum equipamento de proteção ou mesmo manobra estar em manutenção e o circuito estar provisoriamente protegido pela retaguarda.
- Esses tempos servem não só para falhas das proteções, mas também no caso de haver algum religamento automático. Nas subestações, sempre que é feito um aterramento temporário e o local possui proteções com essa função, é solicitado que o religamento seja desabilitado. No entanto, sempre há a possibilidade de algum erro ou energização via um outro circuito. Os ensaios realizados em cabos de aterramento temporário por Reichman, Vainberg e Kuffel [7] demonstraram que o efeito do religamento sobre a curva de fusão é praticamente nulo. Por isso os tempos das energizações devem ser somados e considerados como se fosse um único tempo.
- Os sistemas de 345 kV e 500 kV possuem proteções melhores e mais confiáveis. Das 28 barras analisadas somente uma não possui proteção de falha de disjuntor, ou seja, menos de 5 %. Todos os tempos máximos de eliminação da falta são de 600 ms, exceto em uma barra que é de 800 ms, a qual possui proteção para falha de disjuntor.
- Apesar de haver uma barra de 138 kV com tempo de 1500 ms, o curto é da ordem de 5,7 kA. Por isso, o tempo máximo adotado foi de 1000 ms, uma vez que a energia em curtos em outras barras é muito maior.
- À medida que os conjuntos vão sendo utilizados, há um desgaste natural. Caso seja dimensionado pelo tempo da proteção principal e suplementar, é bem provável que ele não suporte, mesmo se a proteção atuar corretamente.

É importante salientar que esses dados são dos ajustes das proteções. O ideal é que as informações fossem de tempos de eliminações reais, que se espera, sejam menores na grande maioria das vezes. Com a introdução dos RDP's (Registradores Digitais de Perturbações) é

possível que num futuro bem próximo haja uma massa maior de oscilografias, mostrando as ondas reais das correntes de falta, com assimetrias, tempos de eliminação, etc. Assim será possível avaliar com mais clareza essas questões, inclusive a própria confiabilidade do sistema de proteção.

3.5 - Forças Eletromagnéticas

A FIG. 3.5.1 mostra de uma maneira simplificada a força, por unidade de comprimento, existente entre dois condutores paralelos, enquanto através da equação (3.5.1) pode-se determinar o seu módulo. Ela será de repulsão caso as correntes tenham sentidos opostos e de atração se tiverem o mesmo sentido. **B** é a densidade de fluxo magnético produzida pela corrente no outro cabo. Fica clara a dependência das correntes, do comprimento e da distância entre os condutores na determinação das forças.

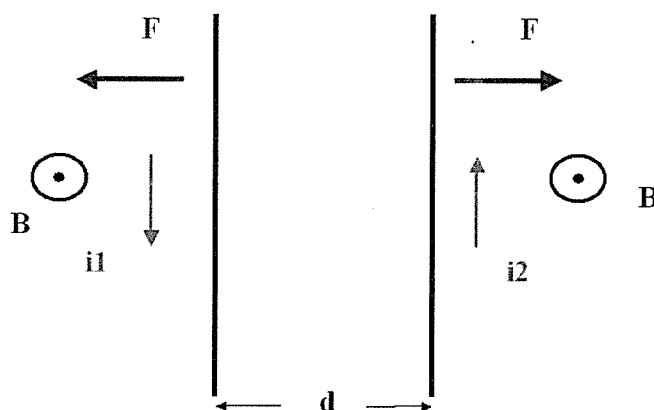


FIGURA 3.5.1 – Força entre dois cabos paralelos

$$F = \frac{\mu_0 i_1 i_2}{2\pi d} \quad (\text{N/m}) \quad (3.5.1)$$

Na FIG. 3.5.2 estão calculadas as forças resultantes para as correntes da FIG 3.3.2, considerando um curto de 29 kA (valor eficaz da parte simétrica) entre dois condutores paralelos afastados 4 metros. Percebe-se a grande diferença existente quando se considera apenas a componente simétrica. Enquanto o pico para a onda simétrica está em torno de 84 N/m, para a onda assimétrica aproxima-se dos 300 N/m. O limite máximo é 4 pu quando o circuito for totalmente indutivo. As forças estão indicadas em N/m, ou seja, nesse espaçamento, cada metro de cabo estará sujeito a forças da ordem de 300 N. Portanto, se cada

cabo do conjunto de aterramento temporário, por exemplo, tiver 9 metros de comprimento, a força máxima resultante será da ordem de 2700 N. Os cabos irão movimentar-se e parte dessa força terá de ser absorvida pelas terminações e grampos, além de terem de conduzir a corrente elétrica.

Caso seja necessário utilizar dois cabos por fase, estes experimentarão forças ainda maiores devido à distância bastante reduzida. Considerando esse mesmo exemplo anterior, a FIG. 3.5.3 compara a força entre dois cabos afastados 4 metros, com a força existente entre dois cabos da mesma fase afastados 0,40 metro. Para isso foi considerado que a corrente irá dividir-se igualmente entre os dois cabos da mesma fase, portanto passando 14,5 kA (valor eficaz da parte simétrica) em cada cabo. Pode-se observar que a força entre os condutores da mesma fase foi de aproximadamente 2,5 vezes a calculada entre os condutores de fases diferentes.

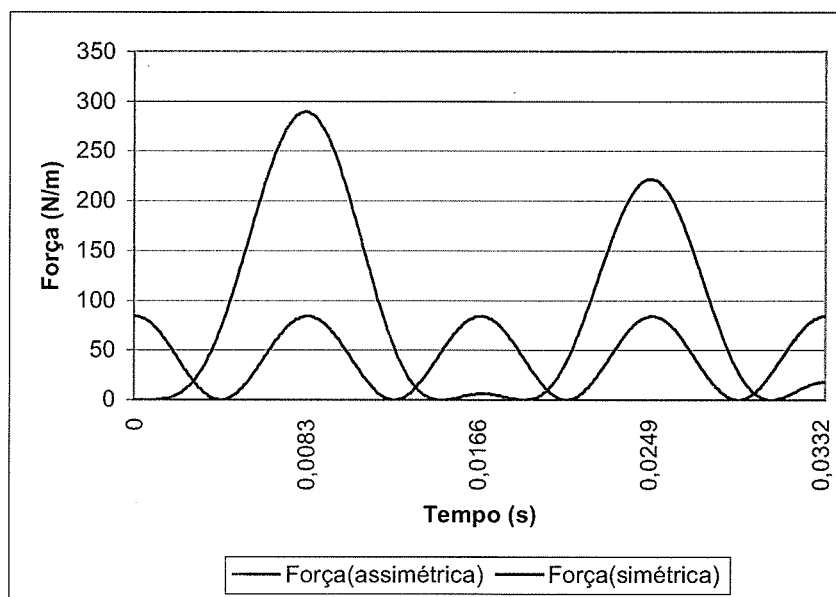


FIGURA 3.5.2 – Força por metro de cabo. $d = 4$ metros e $X/R=20$

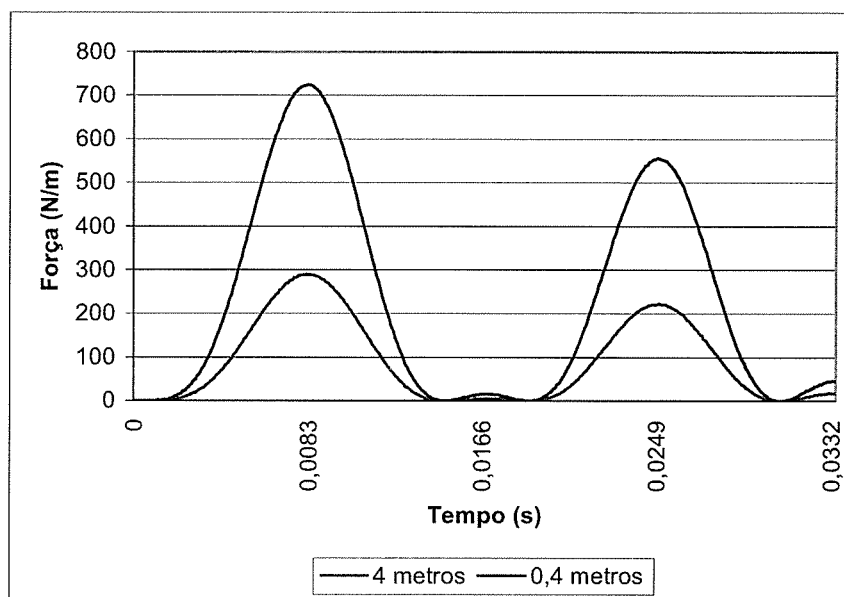


FIGURA 3.5.3 – Forças entre condutores da mesma fase e de fases diferentes. $X/R=20$

3.6 - Definição dos Ensaio

De posse das informações anteriores, pôde-se definir quais testes seriam realizados de forma a representar os dados discutidos nos itens anteriores.

O ensaio de curto-circuito previsto em [34], conforme FIG. 3.6.1, é realizado em apenas um cabo, energização monofásica, com comprimento mínimo de 3 metros. As correntes e os tempos são os valores reais e pode-se considerar ou não o fator X/R .

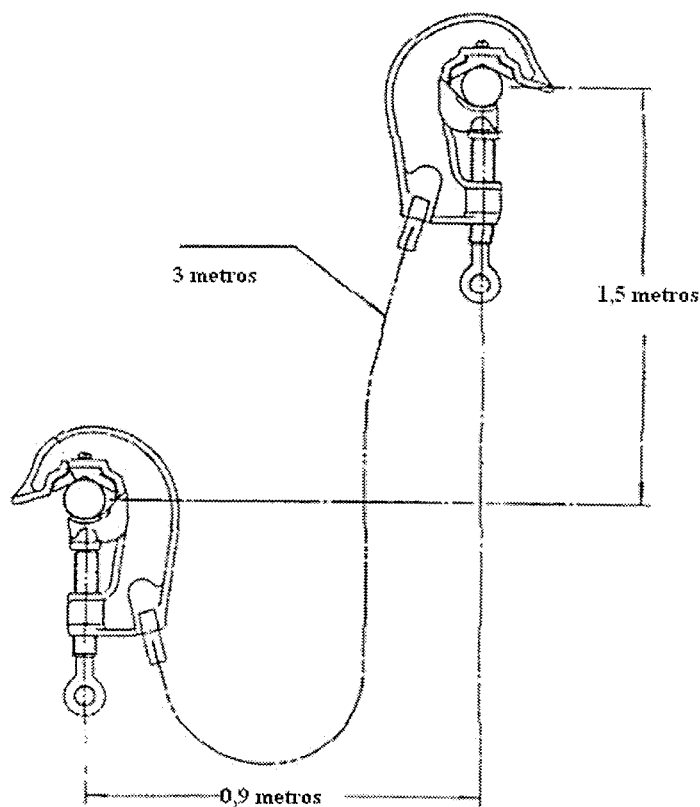


FIGURA 3.6.1 – Ensaio de curto-circuito da ASTM Std F855-2004 [34]

Já na IEC Std 61230-1993 [12], de acordo com a FIG. 3.6.2, o teste deve ser feito com uma fonte monofásica, porém energizando dois cabos ao mesmo tempo. Portanto as forças serão de atração. O comprimento dos cabos do conjunto deve ser de 5 metros, enquanto o espaçamento entre eles deve ser de 1 metro (b). O espaçamento entre os grampos para ligação na malha (d) pode ser variável em função da técnica de aterramento adotada, nesse caso também seria 1 metro. As outras distâncias são 2, 4 e 1 metros para a, h e c respectivamente. Esse mesmo ensaio pode ser realizado com dois cabos por fase. Nesse caso os grampos da mesma fase devem ser colocados o mais próximo possível. A corrente e o tempo também são os valores reais, porém recomenda-se para sistemas com mais de 1 kV que o fator de assimetria no maior pico seja de 1,77.

Ambos os ensaios possuem pontos que podem ser melhorados. No primeiro caso, os esforços são muitos menores do que os existentes nos sistemas, porque as correntes envolvidas no ensaio estão perpendiculares à corrente no cabo.

No segundo caso, diferentemente do primeiro, pode ser que os esforços sejam bem superiores aos dos sistemas reais porque a distância entre os cabos (b) é pequena e as correntes estão em fase. Porém o comprimento é limitado em 5 metros e não considera o fator X/R . O fator de assimetria de 1,77 pode ser obtido com $X/R=12$, caso o chaveamento seja feito no ângulo correto. No entanto, isso não garante que o decaimento estará de acordo com o sistema para o qual se está especificando o conjunto. Por isso, até que isso seja resolvido, se for necessário testar para valores de X/R acima de 12, pode-se utilizar correntes superiores à máxima especificada.

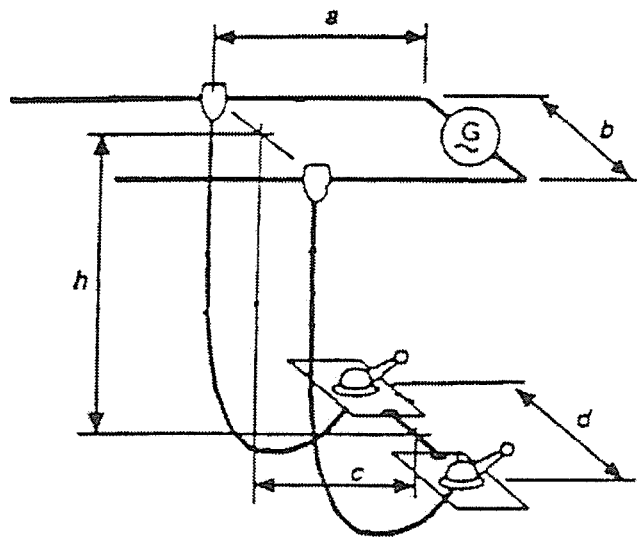


FIGURA 3.6.2 – Ensaio de curto-circuito da IEC Std 61230-1993 [12]

Aparentemente, para sistemas bifásicos e trifásicos, realizar o ensaio de curto-circuito proposto por [12] é bem mais próximo da realidade do que por [34]. Entretanto, de acordo com a técnica de aterramento temporário adotada, esse seria o caso, por exemplo, de uma energização monofásica atingindo dois condutores ou bifásica sem o envolvimento da terra. Normalmente seriam as piores configurações, pois as duas correntes estão em fase. Já em um curto trifásico, além de haver uma das correntes em sentido oposto às outras duas, somente uma delas está no máximo devido à defasagem natural entre elas. Assim os esforços podem ser menores.

Mesmo após verificar os ensaios especificados em cada uma das normas, optou-se por realizar energizações trifásicas e os principais argumentos estão citados a seguir:

1. Em subestações existe uma probabilidade muito maior de energizações trifásicas ou monofásicas do que bifásicas.
2. Se a energização for monofásica e atingir apenas um dos cabos do aterramento temporário, o retorno será através da malha de aterramento, portanto reduzindo os esforços. No entanto, se atingir dois ou mais cabos, as forças serão de atração. Entretanto, a corrente de curto fase-terra se dividirá pelos cabos e os esforços serão menores do que os de uma energização trifásica.
3. A probabilidade de energização bifásica em subestações é muito baixa porque os equipamentos normalmente manobram as três fases. A outra possibilidade seria a energização via um circuito próximo. No entanto, considerar que duas fases irão atingir os cabos do circuito onde estão instalados os aterramentos temporários, sem antes já terem provocado outros danos, parece ser rigoroso demais. Além disso, como os cabos dos aterramentos estão ligados separadamente na malha, na maioria das vezes haverá o envolvimento da terra.
4. Os conjuntos seriam testados reproduzindo o máximo possível a maneira como eles são instalados em campo.
5. Apesar do ensaio de [12] ser normalizado, não se tinha notícia de alguma empresa ou laboratório que o tivesse realizado aqui no Brasil.
6. A cada energização seriam testados três cabos e seis conexões ao mesmo tempo.

Como os maiores níveis de curto-circuito encontrados eram nos barramentos de 345 e 138 kV, optou-se por utilizar arranjos bastante próximos daqueles existentes nos sistemas com esses níveis de tensão. As distâncias entre fases recomendadas para utilização em projetos dessas subestações são 4 e 2 metros, respectivamente. A altura dos barramentos ao solo foi de acordo com o comprimento dos conjuntos que atenderiam a essas instalações. Assim, foram especificados conjuntos de 9 metros de comprimento para as subestações de 345 kV e de 6 metros para as de 138 kV.

Os dados dos ensaios especificados estão resumidos na TAB. 3.6.1 abaixo.

TABELA 3.6.1 – Quadro de ensaios especificados para serem realizados					
Corrente (Valor eficaz da parte simétrica) (kA)	Duração (s)	X/R (pu)	Ângulo de disparo($\theta - \varphi$) (rad)	Distância entre fases (m)	Altura (m)
17,5	1	20	$\pm \frac{\pi}{2}$	2	6
29,0	0,5	20	$\pm \frac{\pi}{2}$	4	9

3.7 - Indução

Quanto ao tempo de duração, pode-se classificar em dois tipos as correntes elétricas originadas por induções que passam através dos cabos de aterramento temporário. As de curta duração causadas tanto por cargas estáticas acumuladas nas linhas devido principalmente ao atrito com o vento, quanto as induzidas por faltas em circuitos adjacentes. Em geral têm tempos de duração e módulos inferiores às de curto-circuito na própria linha, por isso não exercem influência na especificação dos conjuntos. Entretanto existem aquelas causadas por acoplamentos capacitivos e magnéticos que são de regime permanente, causadas por circuitos energizados próximos ao circuito que está sendo aterrado, que podem atingir valores de centenas de Ampères [4] [36]. Por isso, apesar das correntes serem inferiores às de curto-circuito, devem ser consideradas. Os grampos, cabos e terminações padronizados nas normas suportam correntes de 200 a 550 A, eficaz, 60 Hz. São valores acima dos esperados nas subestações analisadas.

3.8 - Limites de Segurança Pessoal

3.8.1 - Correntes Máximas Admissíveis

Os limites basicamente são referentes às máximas correntes de choque a que os trabalhadores poderão ser submetidos. Nesse aspecto é muito importante observar as normas ou guias vigentes para cada tipo de instalação.

Os dois guias da IEEE para subestações [21] [27] e o para linhas de transmissão [31] admitem a utilização das equações de Dalziel [3], onde 99,5% das pessoas não apresentarão problemas de fibrilação ventricular se submetidas às seguintes correntes de choque:

$$I_{mA} = \frac{116}{\sqrt{t}} \quad \text{para pessoas com 50 kg} \quad (3.8.1)$$

Ou

$$I_{mA} = \frac{157}{\sqrt{t}} \quad \text{para pessoas com 70 kg} \quad (3.8.2)$$

Onde

t = tempo de duração do choque, entre 0,03 e 3 segundos.

Também devem ser considerados os limites de não largar (*let-go*) para o caso, por exemplo, de induções. Utilizando-se os mesmos critérios anteriores pode-se considerar 9 e 16 mA, para 50 e 70 kg, respectivamente.

Para o caso das subestações em questão foi considerado que somente trabalhadores estarão sujeitos a esses choques, uma vez que os aterramentos temporários são instalados dentro das subestações para realizar alguma manutenção no sistema. Logo, não estão incluídas aqui crianças. Portanto, serão utilizados os critérios para 70 kg.

3.8.2 - Impedância do Corpo Humano

Quando se fala em curto-circuito, pode-se considerar que praticamente trata-se de um fenômeno de 60 Hz. Assim o corpo humano pode ser modelado como uma resistência pura, cujo valor depende de uma série de fatores. A FIG. 3.8.2.1 mostra um possível modelo a ser

utilizado onde o corpo é dividido em resistências internas, da pele (R_S), das mãos (R_H), do calçado (R_f) e de aterramento dos pés (R_g). Cada variável possui suas particularidades e pode ser estimada de acordo com a condição do choque, por exemplo, se a pessoa usa calçados, está molhada ou seca, usa luvas, etc [31].

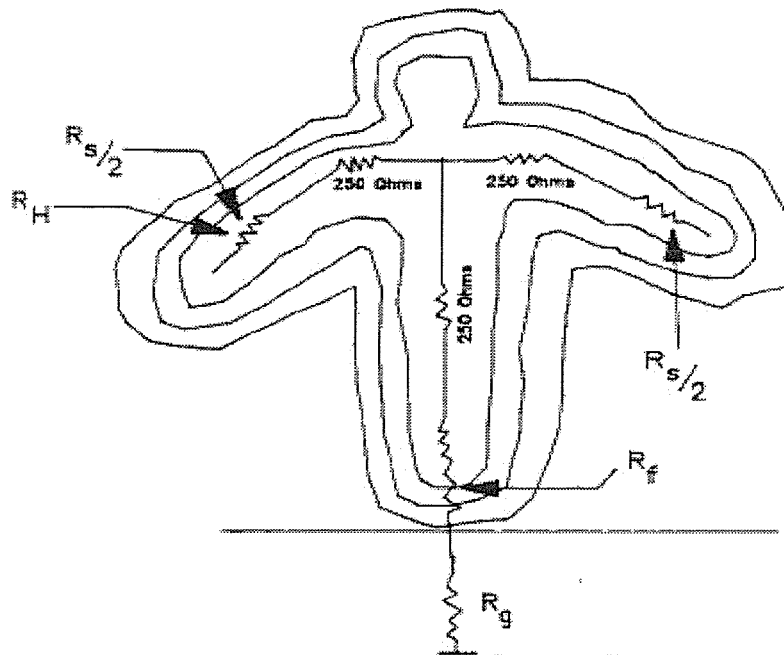


FIGURA 3.8.2.1 – Modelo elétrico do corpo humano para 60 Hz [31]

No caso de aterramento temporário, o circuito é aterrado e o eletricitista sobe nas estruturas para trabalhar. A condição de choque é bastante severa, podendo ocorrer entre costas e pernas, cotovelos, etc. Além disso, muitas vezes os trabalhos são realizados debaixo de chuvas e por longos períodos. Isso faz com que o trabalhador possa estar bastante suado e molhado. Por isso serão desprezadas todas as resistências externas e considerado somente 500Ω , como equivalente das resistências internas.

3.8.3 - Máxima Queda de Tensão no Conjunto de Aterramento Temporário

Com as informações dos itens acima, pode-se determinar a máxima queda de tensão eficaz que pode aparecer nos terminais do conjunto de aterramento temporário durante uma energização acidental ou devido a induções. A TAB. 3.8.3.1 resume essas informações.

TABELA 3.8.3.1 – Queda de tensão máxima			
Tempo (s)	Corrente (mA)	Resistência (Ω)	Queda de tensão máxima (V)
0,5	222	500	111
1,0	157	500	79
Regime permanente	16	500	8

3.9 - Especificação dos Cabos, Grampos e Terminações

Com os dados da TAB. 3.6.1 pode-se então dimensionar os cabos de aterramento temporário, bastando apenas consultar alguma das normas ou guias [21], [27] ou [34] para tal. Porém, antes disso é importante esclarecer alguns conceitos necessários ao melhor entendimento das normas com relação à capacidade de condução de corrente dos diversos componentes do aterramento temporário.

1. Fusão: corrente que num determinado tempo fará com que o material derreta-se, representando assim uma falha. Portanto, são valores que servem somente como referência para a adoção de outros critérios de especificação.
2. Capacidade Máxima (*Ultimate Capacity*): máxima corrente que os componentes são capazes de conduzir por um determinado tempo. É esperado que algum dano possa ocorrer, impedindo sua operação ou reutilização. A curva é determinada da mesma maneira que a de fusão, porém utilizando-se 98% da área da seção real do condutor. Os materiais especificados sob esse critério deverão ser todos descartados após uma energização acidental.
3. Capacidade Suportável (*Withstand Capacity*): corresponde a valores entre 70 e 80% da capacidade máxima. Nesse caso, os componentes não podem sofrer danos suficientes para evitar sua operação ou reutilização, além de terem que suportar um segundo ensaio com a mesma corrente, depois de resfriar até a temperatura ambiente. Por isso, conjuntos de aterramento especificados de acordo com esse critério podem ser reutilizados caso haja uma energização acidental.
4. Regime Permanente: corrente que os componentes podem conduzir por tempo indeterminado. Esse critério é importante para o caso de induções.

Nas normas e guias citados são encontradas tabelas e fórmulas para determinação da curva de fusão dos cabos. Alguns catálogos de fornecedores também possuem curvas que podem ser utilizadas [46]. A FIG. 3.9.1 compara os valores obtidos para um mesmo tipo de cabo, utilizando-se diferentes fontes de consulta. Os dados são referentes a cabos de cobre 70 mm², temperatura de fusão 1083 °C e ambiente 40 °C.

O modelo do EPRI corresponde aos dados de saída do programa desenvolvido de acordo com Reichman, Vainberg e Kuffel [7], onde são computados inclusive os efeitos da componente contínua através do fator X/R. Vale lembrar que esse modelo foi validado por uma série de ensaios em laboratório. Como em [27] e [34] somente constam tabelas relativas às capacidades máximas (*ultimate capacity*) para diversos fatores X/R, para comparação com o modelo de Onderdonk indicado pela IEEE Std 80-2000 [21] e com a curva do fabricante [46] que consideram somente corrente simétrica, dividiu-se por 0,98 os valores relativos à tabela de X/R=0.

Pode-se observar que os três modelos apresentaram curvas bastante parecidas, sendo que a maior variação encontrada não chegou a 8%. Também é possível notar que o modelo de Onderdonk é o mais conservativo deles.

A FIG. 3.9.2 mostra as curvas dos modelos de capacidade máxima e suportável para o mesmo cabo 70 mm², porém agora com X/R=20. Para efeito de comparação foram plotadas as curvas do modelo de Onderdonk (X/R=0). Em [21] também é feita uma proposição para correção dos erros inerentes ao método de Onderdonk, através da introdução de um fator de correção Df (*Decrement Factor*) calculado a partir de X/R e do tempo de condução da corrente. Para facilitar, chamaremos de modelo Onderdonk Corrigido que se mostrou muito próximo aos valores calculados pelo programa do EPRI.

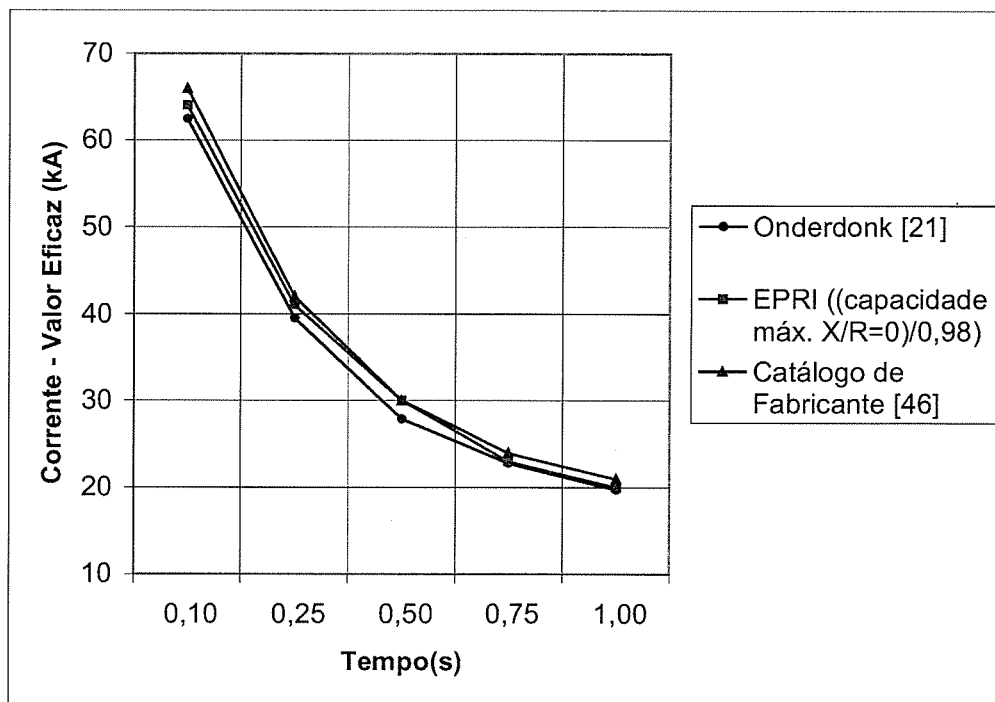


FIGURA 3.9.1 – Curvas de fusão, cabo de cobre 70 mm²

Pode-se observar que pelo modelo de Onderdonk os cabos teriam uma capacidade de condução de corrente bem superior aos observados pelo EPRI, chegando a mais de 15% para tempos de 0,1s. Para fatores X/R ainda maiores, pode ultrapassar os 20%. Além disso, a capacidade suportável tomando como referência a curva de Onderdonk, para tempos menores, começa a aproximar-se da curva de capacidade máxima, o que naturalmente modifica o critério de descarte dos materiais. Fica claro que a diferença entre os modelos vai diminuindo à medida que o tempo aumenta. Daí a afirmação de algumas normas de que se pode desprezar o efeito térmico da corrente contínua quando os tempos forem superiores a 0,5s.

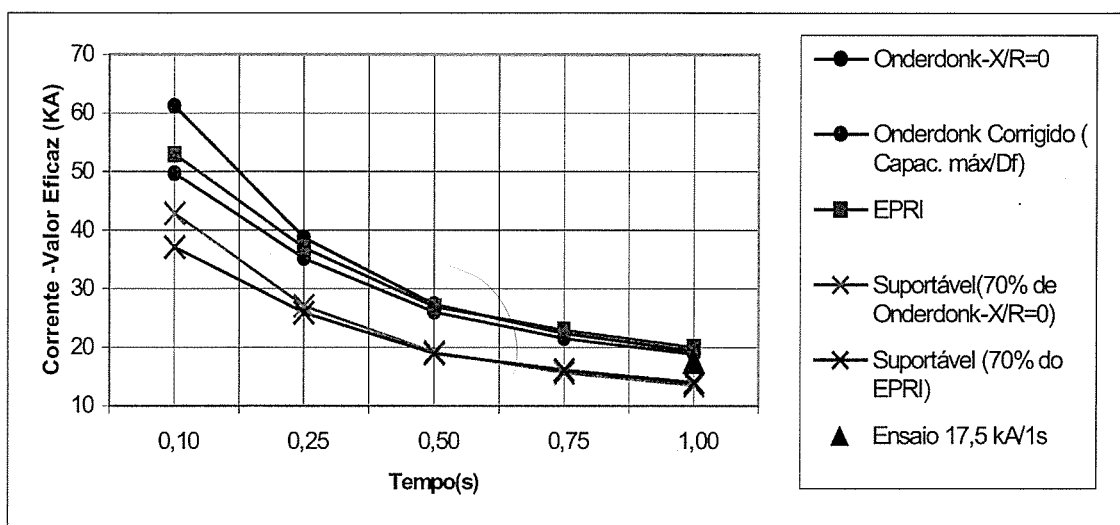


FIGURA 3.9.2 – Capacidade máxima e suportável, cabo de cobre 70 mm², X/R=20

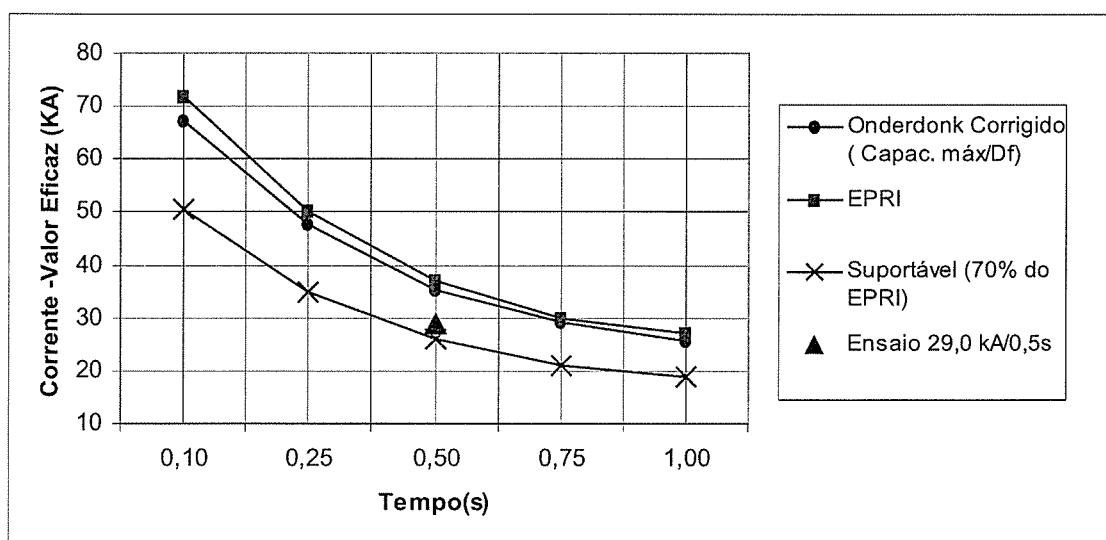


FIGURA 3.9.3 - Capacidade máxima e suportável, cabo de cobre 95 mm², X/R=20

Nas FIG. 3.9.2 e 3.9.3 estão indicados com triângulos os valores especificados para os ensaios. Para ambos os casos foi adotado o critério de capacidade máxima.

3.9.1 - Cabos

Além de ter a capacidade de suportar os esforços elétricos e mecânicos citados, os cabos utilizados nos conjuntos de aterramento temporário precisam apresentar características importantes relativas ao manuseio, envelhecimento, inspeção, etc. Talvez seja essa a razão pela qual só existam no mercado cabos de cobre. Os de alumínio vieram para tentar resolver o

problema do peso, mas aparentemente apresentam problemas de fragilidade dos fios, corrosão e definição de ensaios específicos que têm inviabilizado o seu uso e também a inclusão nas normas. Em virtude disso, não foram considerados nesse trabalho. Em [12] e [34] podem ser encontradas muitas informações a respeito dos tipos de cabos existentes, materiais, formação, ensaios, etc, por isso não serão discutidas aqui. Entretanto, vale a pena comentar alguns itens da especificação com a visão do usuário.

- Cabos de cobre 70 e 95 mm². É muito importante que sejam extra flexíveis para facilitar o uso nas tarefas diárias tais como instalação e armazenamento.
- Possuir capa de PVC transparente para proteger o cabo contra danos mecânicos além de permitir a inspeção visual. Às vezes pode-se usar capas ou tarjas coloridas para efeito de sinalização ou diferenciação. O PVC só deve ser utilizado quando os conjuntos forem para uso externo ou com ventilação forçada devido à fumaça tóxica que surge no momento da energização acidental.
- Caso seja necessário utilizar dois cabos por fase, a capa de PVC deve isolar 600 V para prevenir problemas causados pela diferença de potencial que pode gerar arcos entre os cabos. Além disso, em virtude da divisão desigual da corrente, a cada cabo colocado em paralelo, as normas recomendam considerar um fator de redução da capacidade de condução de no mínimo 10%.

3.9.2 - Grampos

Os grampos tanto para conexão às fases quanto à malha de aterramento também devem suportar os mesmos esforços dos cabos. Caso tenham suportabilidade diferente, o conjunto de aterramento fica limitado ao de menor valor.

Diferentemente dos cabos, existem inúmeros modelos de grampos que podem ser escolhidos de acordo com a preferência e aplicação a ser feita pelo usuário. Alguns exemplos estão indicados na FIG. 3.9.2.1 [45]. Também são utilizados diversos tipos de materiais como cobre, alumínio, bronze, etc.

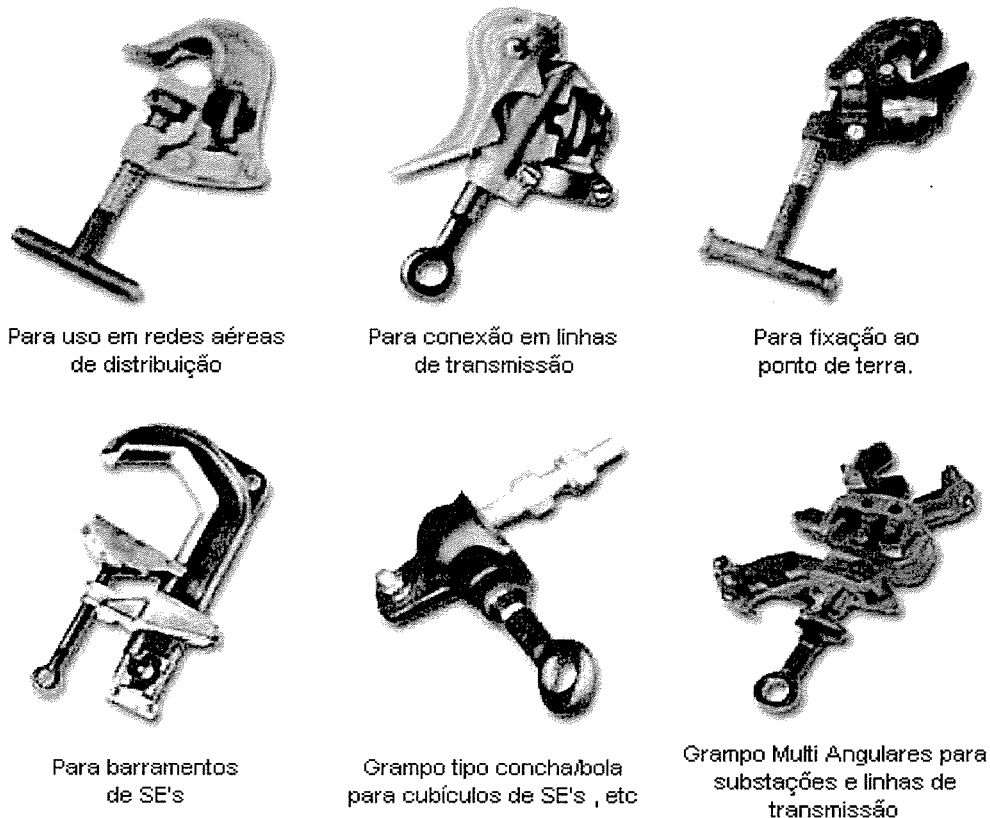


FIGURA 3.9.2.1 – Tipos de grampos para aterramento temporário [45]

É muito importante que os grampos para conexão com a fase sejam leves e de fácil manuseio. Isso facilita bastante o trabalho dos eletricitistas no momento da instalação e retirada. Eles devem possuir olhal para uso com bastão e mandíbula serrilhada [45] [46], pois serão instalados tanto em tubos quanto em cabos, principalmente de alumínio. O serrilhado tem a função de quebrar a camada de óxido ou poluição existente nos cabos e assim diminuir a resistência de contato. Por isso foram especificados grampos multiangulares, em alumínio fundido, que já eram de uso na empresa e com grande aceitação pelas equipes de manutenção. Por possuírem algumas partes móveis havia uma dúvida se eles seriam capazes de conduzir as correntes de curto-circuito.

Os grampos para interligação com a malha de aterramento, por outro lado, podem ser colocados com as mãos. Por isso foram escolhidos dois modelos tipo torno (ou tipo T), semelhantes ao da FIG. 3.9.2.1. Um deles serrilhado, com parafuso de fixação em chapas e corpo de alumínio e bronze, o outro com corpo de bronze e mandíbula lisa, próprio para conexão com cabos.

Como todos esses grampos podem ser usados com cabos de até 95 mm², possuem capacidade suportável de 30 kA/0,5s e regime permanente de 400 A.

3.9.3 - Terminações (Conexões dos Cabos aos Grampos)

Esse talvez seja o ponto de maior dúvida com relação ao desempenho dos conjuntos de aterramento temporário. Além de ser um ponto de conexão elétrica, o que por si só já representa um problema, ainda tem que suportar os esforços do chicoteamento dos cabos, problemas de corrosão, torque inadequado, etc.

Apesar disso, muitos usuários compram os cabos e os grampos separadamente e montam seus próprios conjuntos de aterramento. Parece até um contra-senso uma vez que é a parte mais importante e ao mesmo tempo mais barata do conjunto e deveria ser executada por empresas especializadas.

Como os cabos de aterramento temporário possuem fios muito finos, há uma tendência deles serem danificados ao longo do tempo com o próprio uso, principalmente em conexões aparafusadas. Por isso, normalmente os fabricantes utilizam estanho revestindo os cabos nesse ponto. Esse tipo de conexão é o mais utilizado, inclusive a estanhagem sendo feita muitas vezes pelo próprio usuário.

Para a realização dos ensaios foram escolhidos dois tipos de conexões bastante diferentes:

1. Conexão estanhada – aplicação de uma camada de estanho sobre o cabo de cobre no ponto da conexão, a qual é aparafusada.
2. Conexão prensada – tarugo de alumínio sólido, com uma luva para prensagem. O tarugo de alumínio faz a conexão elétrica com o grampo e pode ser aparafusada ou rosqueada. A luva, por sua vez, é prensada junto com o cabo de cobre. Segundo o fabricante tudo é feito de maneira a retirar o oxigênio de dentro da luva para evitar a corrosão que pode ser causada pelo par galvânico. Quando a luva é prensada já existe uma pasta antioxidante dentro, além disso, é colocada uma borracha externa para prevenir a penetração de umidade ou sujeira.

3.10 - Sumário da Metodologia Utilizada

A seguir será apresentada uma seqüência simplificada de toda a metodologia adotada, como sugestão para futuras especificações.

1. Avaliar com as equipes que vão utilizar os conjuntos, os tipos de grampos, cabos e terminações de sua preferência. Isso é muito importante porque evita situações onde as equipes não se sentem à vontade para trabalhar com o equipamento e podem inclusive rejeitá-lo.
2. Definir a técnica de aterramento a ser utilizada, levando sempre em consideração a segurança e a facilidade de instalação.
3. Avaliar as correntes de curto-circuito do sistema elétrico que podem circular em cada parte do conjunto de aterramento temporário. Determinar as situações mais críticas.
4. Avaliar o fator X/R nas barras.
5. Plotar as correntes e o fator X/R em um único gráfico e determinar qual situação apresentará os maiores esforços eletromecânicos observando o fator de assimetria.
6. Avaliar os tempos de eliminação das faltas nas barras, considerando os vários tipos de proteções. Observar se os tempos mais elevados estão relacionados com a situação mais crítica determinada no item 5. Se isso ocorrer, assumir esse tempo como o crítico, senão, pode-se adotar um tempo inferior. No entanto, ele não deve ser menor do que o tempo da situação crítica.
7. Determinar o comprimento dos cabos do conjunto levando-se em consideração as distâncias envolvidas nos arranjos eletromecânicos onde os conjuntos serão utilizados.
8. Definir o arranjo físico do ensaio que melhor representa a real condição de uso dos conjuntos.
9. Determinar os limites de segurança pessoal levando-se em consideração as condições de choque.
10. Utilizar os limites do item 9 para calcular a máxima queda de tensão admissível nos cabos.
11. Utilizar um dos modelos mostrados para determinar as curvas de capacidade máxima e suportável dos cabos. Especificar os cabos por um dos dois critérios.
12. Especificar os cabos para as correntes de regime permanente (indução).
13. Especificar os grampos e terminações de acordo com a situação crítica determinada, levando sempre em consideração as recomendações dos fabricantes.

CAPÍTULO 4

ENSAIOS E RESULTADOS

4.1 - Introdução

A realização de ensaios desse porte é uma tarefa complexa, pois envolve a participação de vários profissionais e de uma grande quantidade de materiais, tais como, conjuntos de aterramento, estruturas metálicas, cabos, conectores, isoladores, ferramentas, etc. Tudo foi transportado em caminhões na semana anterior aos ensaios e trazido de volta na semana seguinte. Isso ajudou na otimização do tempo de laboratório, porque muitas estruturas metálicas puderam ser montadas e desmontadas do lado de fora da área de ensaios.

Neste capítulo serão mostrados os principais aspectos relativos aos ensaios, envolvendo montagem, medições e resultados obtidos [30] [33].

4.2 - Montagem e Circuito de Ensaio

Como definido no Capítulo 3, era necessário ter um arranjo que permitisse os ensaios em cabos de 6 e 9 metros de comprimento. Por isso foram utilizadas 6 estruturas metálicas, típicas de subestações, de modo que nos ensaios com 6 metros utilizou-se uma por fase e nos de 9 metros, duas por fase. A FIG. 4.2.1 mostra o arranjo final dos ensaios de 29 kA/0,5s, com espaçamento entre fases de 4 metros.

Pode-se observar uma barra, próxima ao solo, que serviu tanto para realizar o curto-circuito entre as fases quanto para ajustar a altura necessária a cada ensaio. Ela foi interligada à malha de aterramento do laboratório em um único ponto e ligada solidamente às estruturas metálicas, portanto funcionando como se fosse um cabo de malha fazendo o aterramento de estruturas sobre bases de concreto, semelhante às subestações. Como as tensões nos conjuntos de aterramento não são muito elevadas, o piso de concreto do laboratório é suficiente para isolar as estruturas da malha do laboratório.

Os cabos, tubos, conectores e a barra de interligação do circuito até chegar no ponto de instalação dos conjuntos foram superdimensionados para evitar algum dano, uma vez que teriam que suportar vários curtos-circuitos consecutivos, diferentemente dos cabos dos aterramentos temporários. No alto da estrutura, onde foram colocados os conjuntos, foi instalado um pequeno pedaço de tubo para facilitar a instalação dos grampos do aterramento. Para sustentação do circuito utilizou-se isoladores de pedestal e disco, de porcelana e vidro respectivamente, para 15 kV.

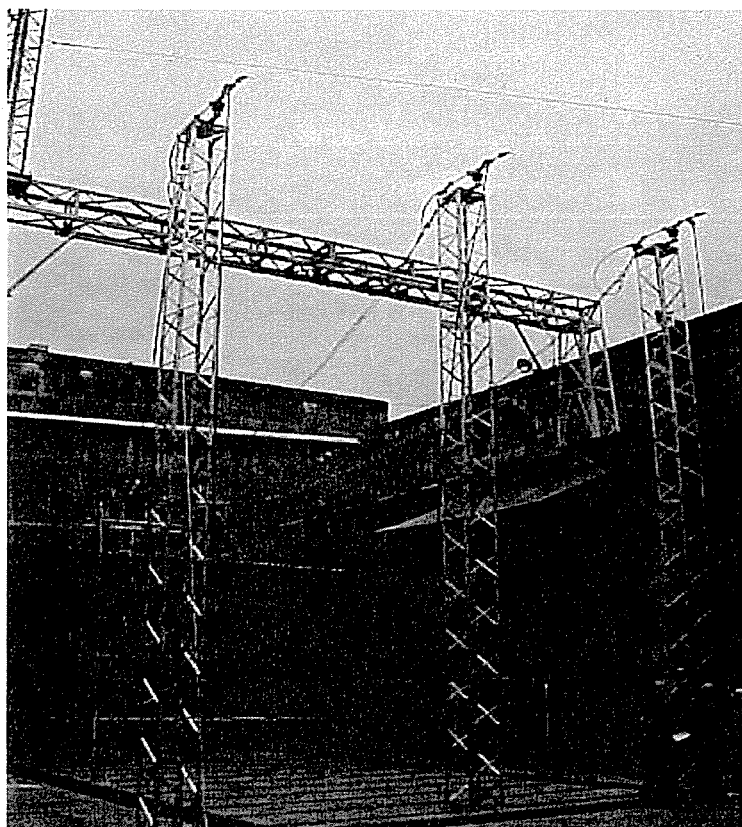


FIGURA 4.2.1 – Arranjo utilizado nos ensaios de 29 kA/0,5s

O circuito de ensaio pode ser mais bem avaliado através da FIG. 4.2.2, onde o ponto 2 corresponde à estrutura metálica onde foram instalados os conjuntos e medida a tensão V_{cc2} , vista em primeiro plano na FIG. 4.2.1. No ponto 1, além da medição da tensão V_{cc1} , foi utilizada uma estrutura menor, ao fundo na FIG. 4.2.1, para se obter uma altura adequada para se fazer a derivação para o ponto 2.

Abaixo estão detalhados cada elemento da FIG. 4.2.2.

- ABC – barramento de 138 kV;
- T2 – transformador de curto-circuito;
- B2 – disjuntor;
- M2 – chave de fechamento síncrono;
- XL – reatores limitadores de corrente;
- R – derivadores de corrente(resistor shunt);
- DT – divisores de tensão;
- TC – transformadores de corrente;
- T – barra utilizada para curto-circuitar os conjuntos e aterrar na malha.

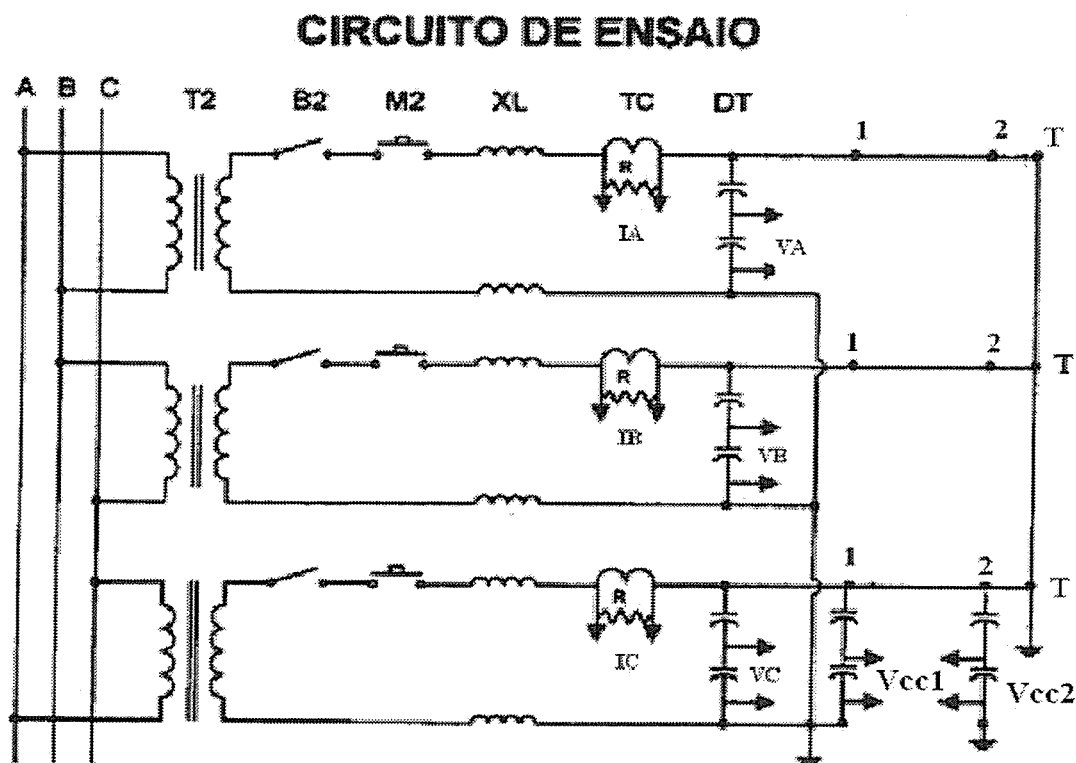


FIGURA 4.2.2 – Circuito de ensaio

Como pode ser visto, foram obtidas as correntes (I_A , I_B e I_C) e tensões (V_A , V_B e V_C) nas três fases, próximo aos reatores (fonte). Para a medição da queda de tensão nos cabos de aterramento (V_{cc2}), um divisor foi instalado, somente na fase C, aproximadamente a 50 metros dos divisores da fonte (V_C). Nos ensaios de 29 kA/0,5s também se utilizou um outro

divisor (V_{cc1}), instalado no ponto 1, a 20 metros do conjunto (ponto 2), ou seja, simulando qual seria a tensão aplicada numa pessoa que instalasse o conjunto de aterramento temporário num ponto da subestação e fosse trabalhar na direção da fonte. A FIG. 4.2.3 mostra um desses divisores durante a fase de montagem dos ensaios, depois eles foram colocados atrás de uma parede para que ficassem protegidos caso houvesse algum arco elétrico provocado por rompimento dos conjuntos. Apesar da queda de tensão esperada no conjunto ser da ordem de centenas de Volts, caso ocorresse alguma falha, ela poderia ser da ordem kV e o divisor teria que suportar esse evento. Ao fundo também pode ser visto o barramento de tubos de alumínio construído para interligação com a fonte.

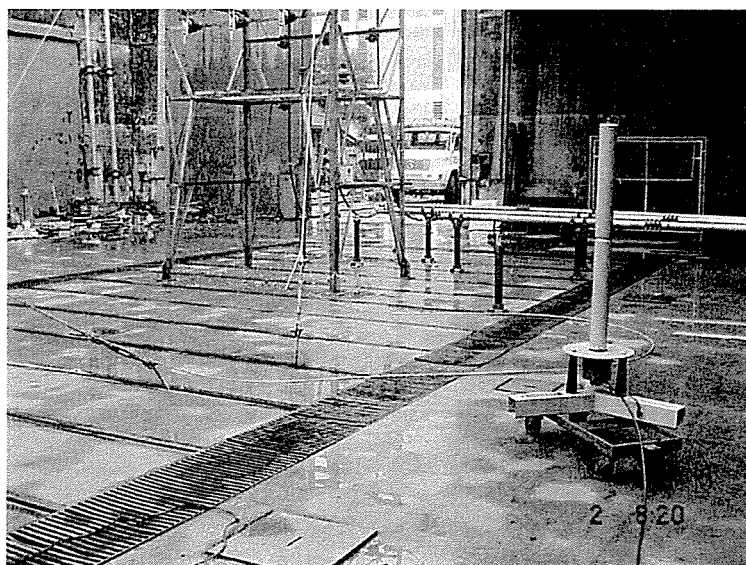


FIGURA 4.2.3 – Divisor capacitivo

Todas as informações das medições foram enviadas para o sistema de aquisição de dados, acoplado através de fibras óticas, localizado numa sala ao lado, onde também está o painel de comando para ligar ou desligar o circuito. Ela possui janelas, com vidros blindados, voltadas para o pátio de ensaio, de onde alguns vídeos foram feitos usando câmeras digitais portáteis. A FIG. 4.2.4 dá uma visão panorâmica dessa sala.

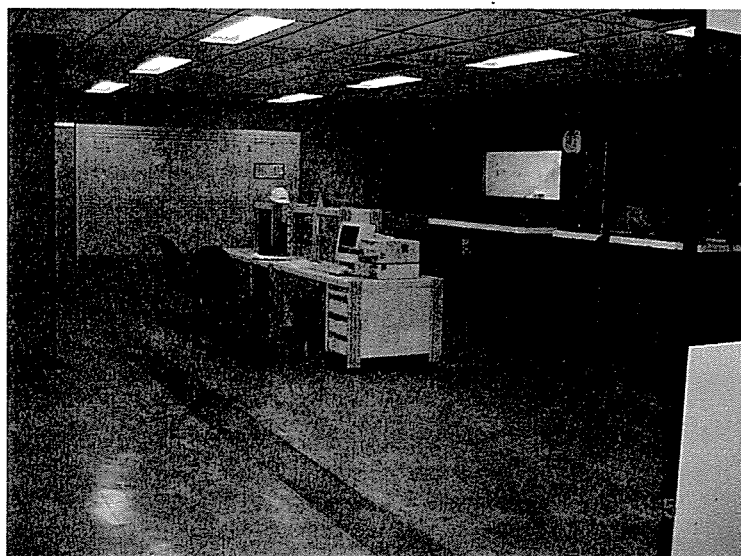


FIGURA 4.2.4 – Sala de controle do laboratório

4.3 - Resultados

Além daqueles ensaios definidos no Capítulo 3 foram realizados outros, cujo objetivo era apenas testar pinos fixos para aterramento temporário, para serem instalados em saídas de alimentadores de 13,8 kV com cabos protegidos (cobertos). Os resultados, porém, foram muito interessantes e serão discutidos no final deste capítulo. Por isso, ao todo foram realizadas dezessete energizações, sendo duas de 10 kA, sete de 17,5 kA e oito de 29 kA, sem contar as cinco calibrações, perfazendo um total de vinte e duas energizações.

Em todos os ensaios de 17,5 e 29 kA foi conferido o torque nos parafusos dos grampos antes das energizações, exceto nos dois últimos de 29 kA.

4.3.1 - Ensaio de 17,5 kA/1s

Os conjuntos suportaram bem os ensaios, tanto do ponto de vista elétrico, quanto mecânico.

A FIG. 4.3.1.1 mostra a situação antes e depois do ensaio, cabo 70 mm² e conexões estanhadas. Pode-se ver que a capa de PVC e o estanho derretem devido à elevada temperatura que o cabo atinge. Apesar de não soltarem, as conexões ficam um pouco frouxas por causa da perda de massa. Também é possível observar que nem os grampos

multiangulares (conexão com o tubo), nem os tipo torno (conexão com a barra) sofreram danos.

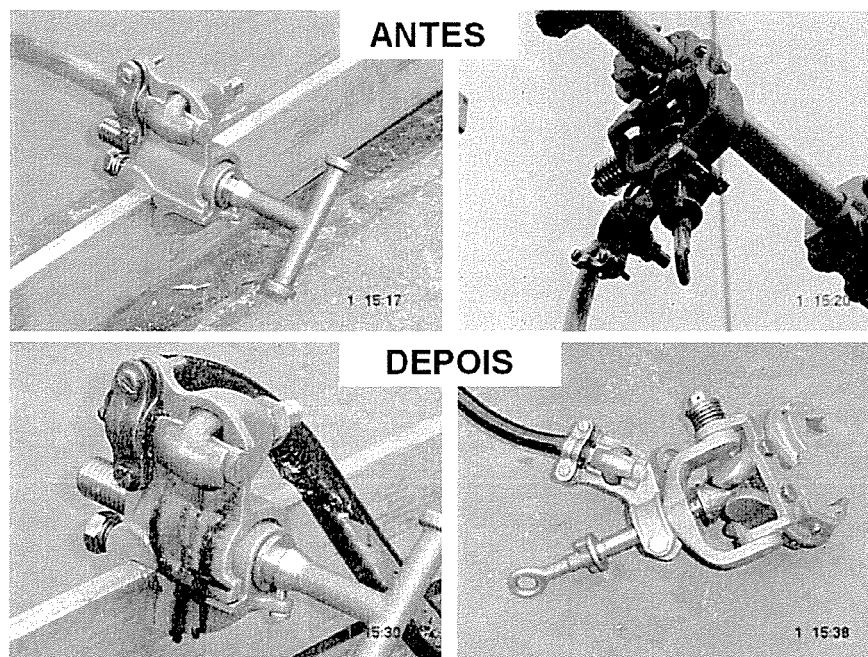


FIGURA 4.3.1.1 – Situação dos grampos antes e depois do ensaio de 17,5 kA/1s

Após a energização, FIG. 4.3.1.2, a capa de PVC solta uma fumaça muito intensa que persiste por alguns minutos, e é por isso que algumas normas não recomendam a sua utilização quando os conjuntos forem para uso em lugares fechados e sem ventilação, porque essa fumaça é tóxica. Para esses casos recomenda-se usar capas de silicone ou similar.

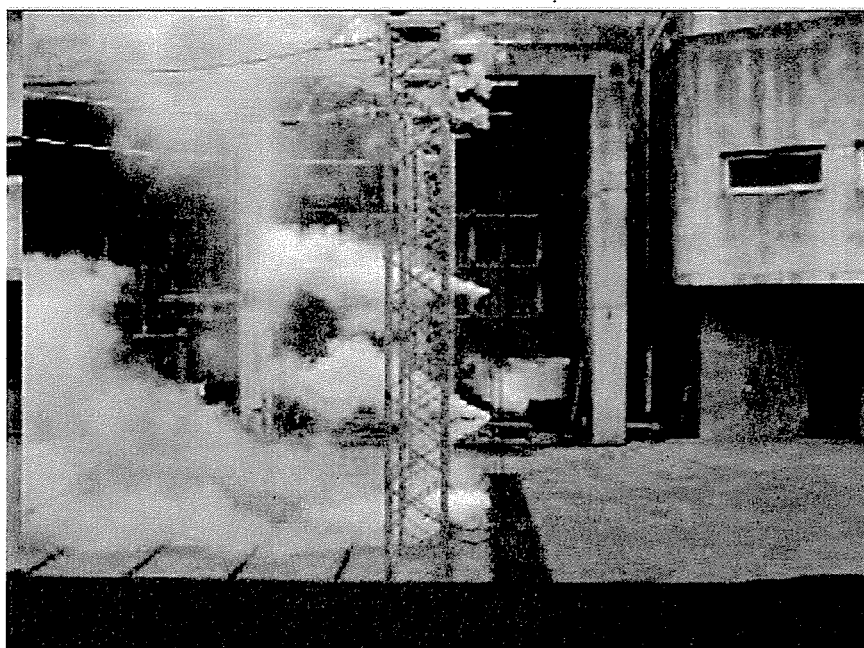


FIGURA 4.3.1.2 – Fumaça após a energização

Já a FIG. 4.3.1.3 mostra a mesma situação, porém onde as conexões eram prensadas com tubo de alumínio. A não ser pelo cabo, praticamente não há diferença visível. Como não houve perda de material, as conexões não se afrouxaram.

No ensaio mostrado na FIG. 4.3.1.4 foram testados tipos de grampos diferentes. Na fase instalou-se um pino-bola, semelhante ao que algumas empresas fazem em algumas instalações para facilitar a instalação do aterramento temporário, juntamente com um grampo concha-bola que é adequado para essa conexão. No terra utilizou-se um grampo tipo torno, em bronze, sem parafuso de fixação. Nesse caso os cabos eram 95 mm^2 e as conexões estanhadas. Importante notar que após os ensaios os cabos não escureceram e nem soltaram fumaça e o estanho também não se derreteu, provavelmente por causa da menor temperatura final que o cabo atingiu em função de ser de maior bitola. Como para essa situação o cabo está abaixo da capacidade suportável (*withstand*), poderia ser reutilizado. O pino-bola entortou, mas não rompeu, o que seria aceitável. No entanto, nos casos de curtos-circuitos de maior valor ou situações que imponham esforços eletromecânicos mais elevados como, por exemplo, distâncias menores entre fases, comprimentos maiores de cabo, etc, deve-se estudar bem a aplicação dessa solução. Os grampos também não apresentaram nenhum dano visível.

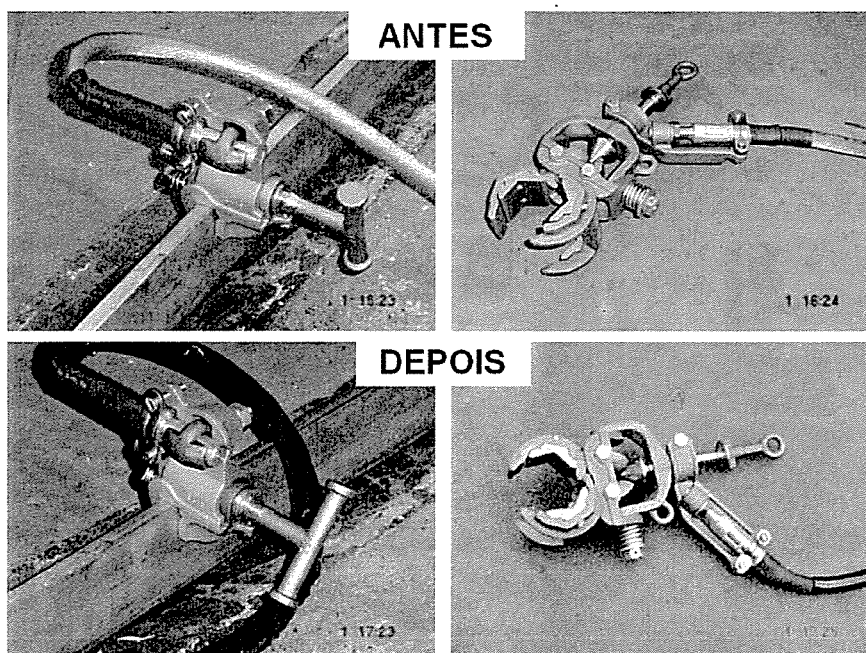


FIGURA 4.3.1.3 – Situação dos grampos antes e depois do ensaio de 17,5 kA/1s

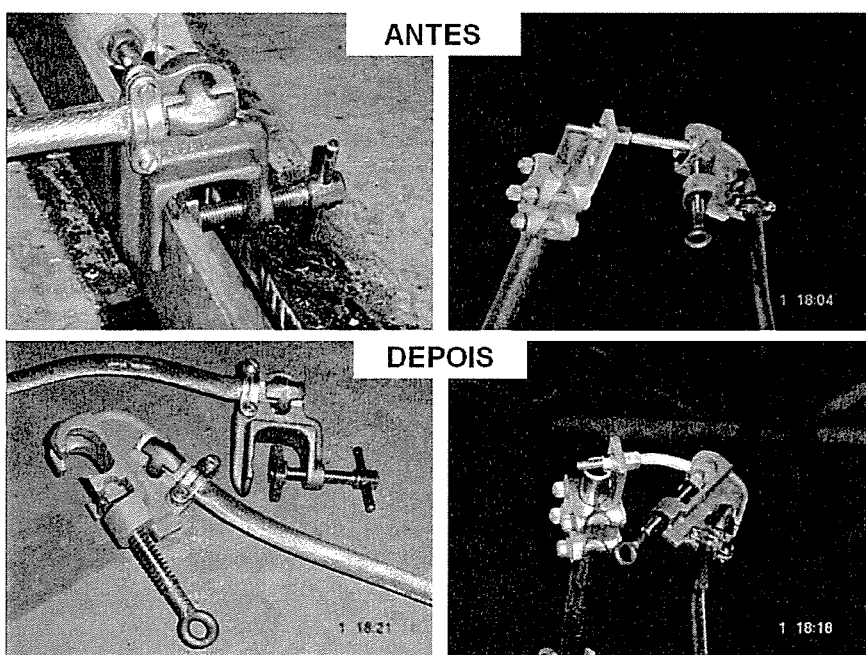


FIGURA 4.3.1.4 - Situação dos grampos antes e depois do ensaio de 17,5 kA/1s

Nesse mesmo ensaio também foi utilizado um resistor de 660 Ω , instalado em paralelo com o divisor, para simular uma pessoa tocando no cabo. O valor apesar de não ser os 500 Ω sugeridos, foi o mais próximo possível. A corrente medida, valor eficaz, foi de 78 mA, ou seja, se o resistor fosse de 500 Ω ela seria de 103 mA, que é inferior ao valor máximo especificado.

4.3.2 - Ensaio de 29,0 kA/0,5s

Nesses ensaios os resultados já não foram tão bons quanto nos de 17,5 kA/1s, apesar do cabo 95 mm² estar mais distante da curva de capacidade máxima do que o 70 mm² estava com relação aos ensaios de 17,5 kA/1s, conforme discutido no Capítulo 3. No entanto, os grampos foram mais solicitados uma vez que a capacidade suportável indicada pelo fabricante é de 30 kA/0,5s.

Durante a realização dos ensaios, em função das falhas e da queda de tensão no cabo 95 mm² estar acima do especificado, optou-se pela realização de ensaios utilizando dois cabos por fase. Portanto, para um melhor entendimento do ocorrido, serão discriminados a seqüência e os resultados dos ensaios:

1. Cabo 95 mm², conexão prensada – suportou o ensaio.
2. Cabo 95 mm², conexão prensada – suportou o ensaio.
3. Cabo 95 mm², conexão prensada, ligação em V (ver FIG. 4.3.2.3) o cabo soltou do grampo de terra provocando um arco muito intenso. Pela oscilografia da tensão da fonte na fase B, pôde-se verificar que a falha ocorreu em aproximadamente 450 ms, porém não houve interrupção da corrente.
4. Cabo 95 mm², conexão estanhada, ligação em V– houve um fogo no grampo de terra, mas não soltou. Pela oscilografia não foi registrada nenhuma anormalidade.
5. Dois cabos 70 mm² por fase, conexão prensada- suportou o ensaio.
6. Dois cabos 95 mm² por fase, conexão estanhada- suportou o ensaio.
7. Utilizou-se um cabo 95 mm² do ensaio 6, aproximadamente 16 minutos após o ensaio 6. Os grampos de terra foram conectados nas cantoneiras das estruturas metálicas. Houve rompimento somente na fase B na conexão entre o cabo e o grampo multiangular (na fase). A tensão da fonte começou a elevar-se em 180 ms, mas a corrente da fase B só foi interrompida em 250 ms. As outras correntes foram interrompidas em 462 ms.
8. Utilizou-se a mesma montagem do ensaio 7, porém com o outro cabo 95 mm². A energização ocorreu cerca de 33 minutos após o ensaio 6. O grampo de terra da fase B soltou-se da cantoneira da estrutura. A tensão da fonte na fase B começou a elevar-se em 100 ms, mas as correntes nas três fases foram interrompidas em 357 ms.

A FIG. 4.3.2.1 mostra os grampos após o ensaio 1. Comparando com os ensaios de 17,5 kA/1s, dá para perceber que principalmente as conexões sofreram bastante. No corpo e na conexão ao tubo ou à chapa, os grampos não apresentaram nenhum sinal visível de dano. Já na FIG. 4.3.2.2 está mostrado como ficaram os cabos e os conjuntos. Também é feita uma comparação entre um cabo novo e um após o ensaio. A recomendação é que sejam descartados caso sejam submetidos a energizações desse nível.

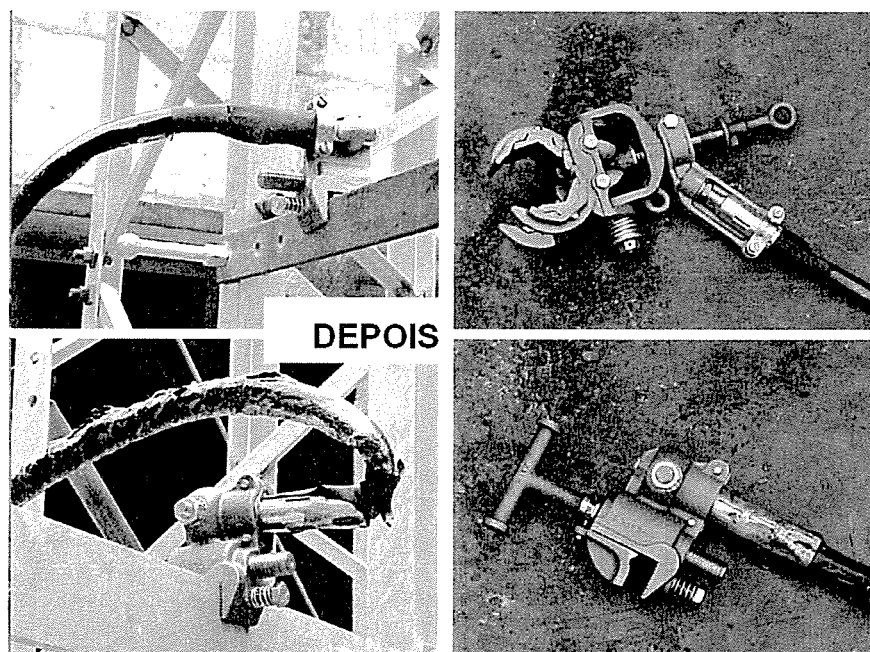


FIGURA 4.3.2.1 - Situação dos grampos depois do ensaio de 29 kA/0,5s

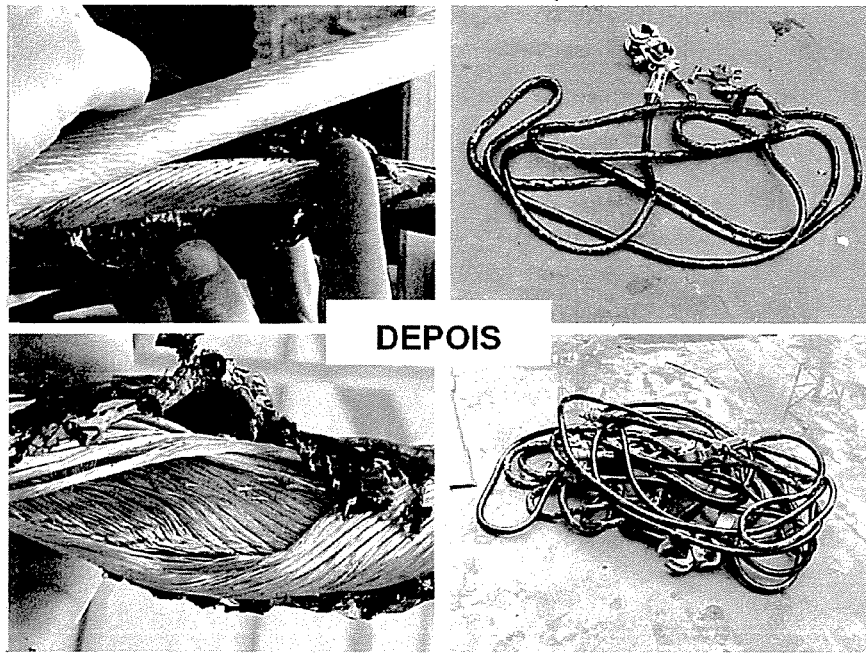


FIGURA 4.3.2.2 - Situação dos cabos depois do ensaio de 29 kA/0,5s

Com o objetivo de avaliar os esforços e a queda de tensão, optou-se por testar a ligação em V, uma vez que o trabalho apresentado por Lambert [22] mostra um ensaio com esse tipo de configuração, no qual os conjuntos suportaram correntes de 50 kA, com fator de assimetria de 1,8 durante 8 ciclos. A montagem foi feita conforme FIG. 4.3.2.3. Foram realizados dois ensaios com conexões prensadas e estanhadas. No entanto, como já citado, os resultados não foram muito satisfatórios. A FIG. 4.3.2.4 mostra como ficou a situação dos grampos após a falha. O cabo da fase B soltou-se da terminação. Nas fases A e C, apesar de não ter soltado, as conexões ficaram muito frouxas indicando que os esforços foram bastante elevados.

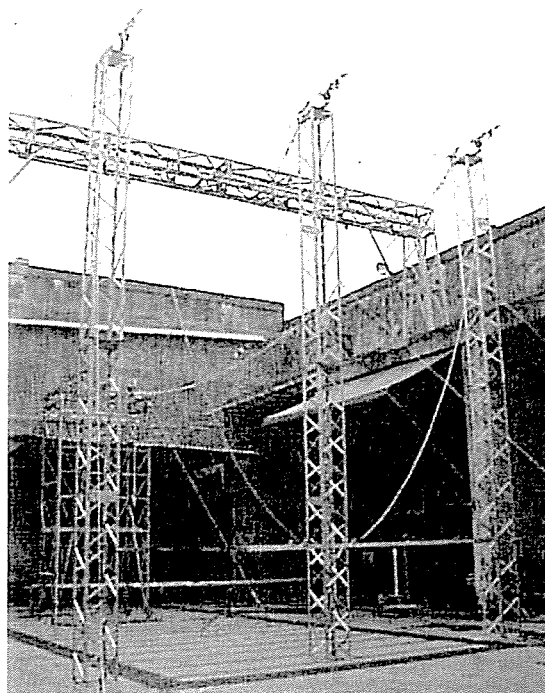


FIGURA 4.3.2.3 – Ligação em V – ensaio de 29 kA/0,5s

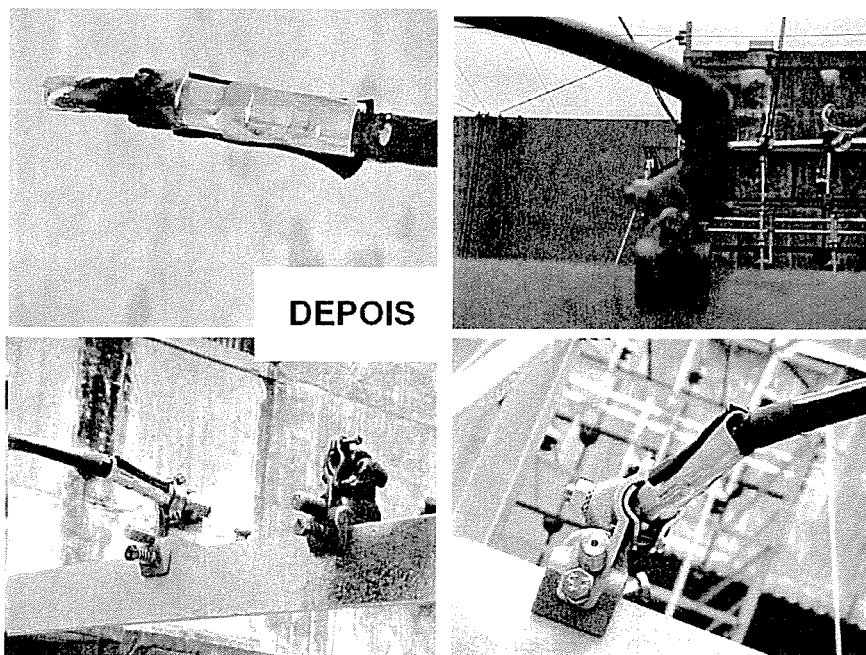


FIGURA 4.3.2.4 – Falha no ensaio de 29 kA/0,5s

A FIG. 4.3.2.5 mostra a situação antes dos ensaios 5 e 6, ou seja, utilizando dois cabos por fase. Não houve nenhum dano visível e a capa de PVC não soltou fumaça. Durante a energização, devido às elevadas forças que surgem entre os cabos da mesma fase, os dois praticamente ficam colados um no outro.

A FIG. 4.3.2.6 mostra a condição após as falhas ocorridas nos ensaios 7 e 8, lembrando que os conjuntos já haviam sido submetidos a um curto-circuito. No grampo multiangular a falha ocorreu exatamente no ponto da conexão, provavelmente provocada por um afrouxamento devido ao ensaio 6. Já no caso do ensaio 8 o grampo soltou-se da cantoneira da estrutura metálica.

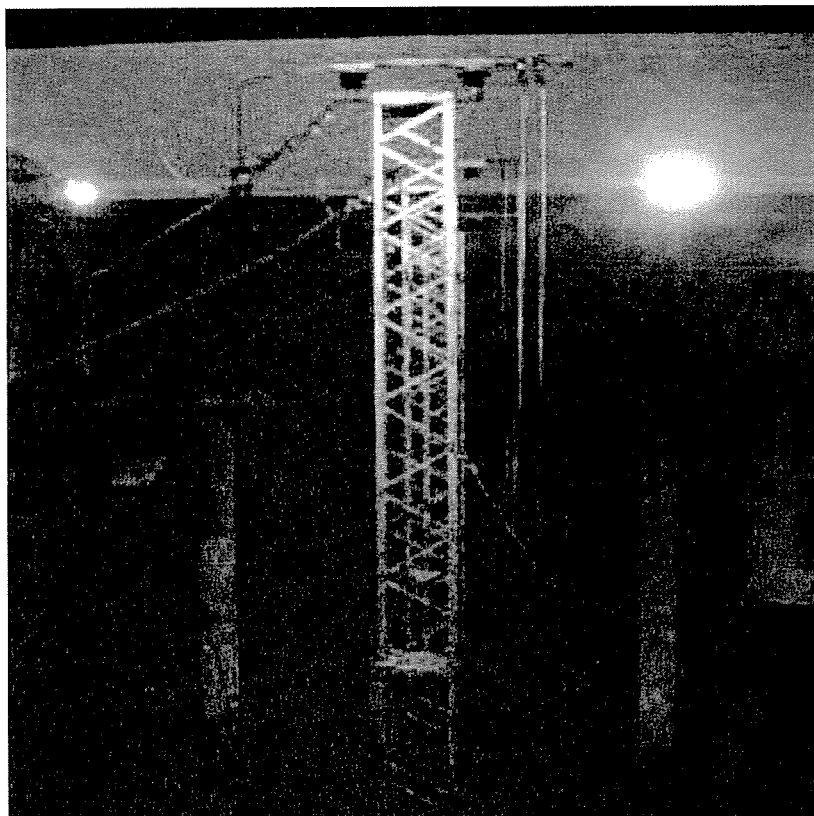


FIGURA 4.3.2.5 – Dois cabos por fase - ensaio de 29 kA/0,5s

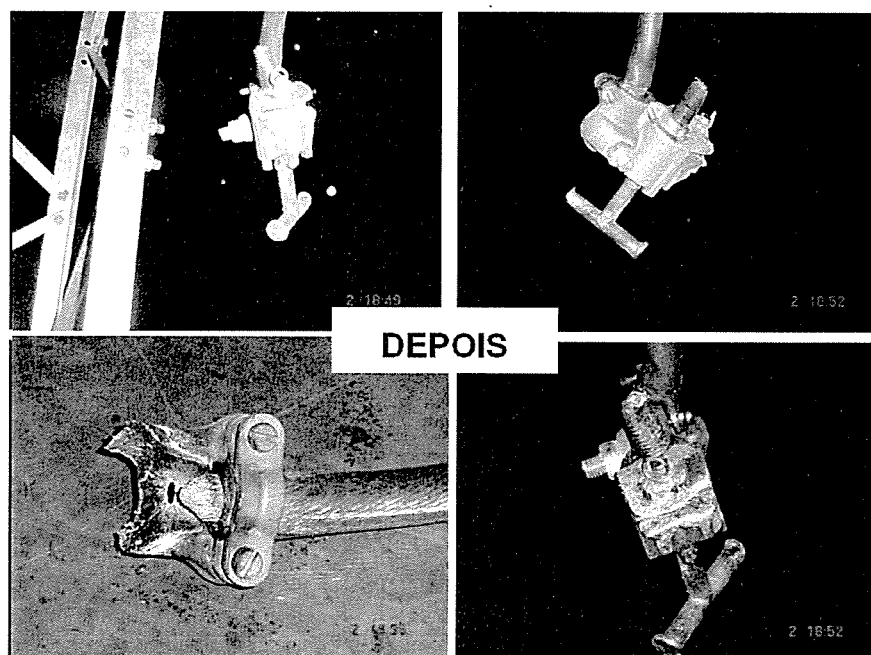


FIGURA 4.3.2.6 – Falha nos grampos – ensaio de 29 kA/0,5s

4.3.3 - Ensaio de 10 kA/1s

Esses ensaios não tinham como objetivo avaliar os conjuntos de aterramento temporário e na verdade foram realizados antes dos demais. No entanto, o que aconteceu serve como alerta principalmente para as equipes que utilizam os aterramentos temporários nas tarefas diárias.

O objetivo do ensaio de 10 kA/1s foi testar um pino muito semelhante àquele da FIG. 4.3.1.4, cujo objetivo é facilitar o aterramento temporário na saída dos alimentadores de 13,8 kV, onde estão sendo usados cabos cobertos (protegidos). Como era necessário provocar um curto-circuito utilizou-se um conjunto de aterramento da própria equipe da CEMIG, que era formado por grampos multiangulares, cabos 70 mm², conexões estanhadas e tornos de terra iguais ao da FIG. 4.3.1.4, ou seja, praticamente igual aos conjuntos que ainda iam ser testados para 17,5 kA/1s. Os cabos tinham sido comprados havia pouco tempo e a estanhagem feita pelo próprio pessoal da CEMIG.

A primeira calibração seria feita com 3 kA/0,1s, ou seja, ensaio muito inferior se comparado ao que esse conjunto teria de suportar. No entanto, no momento da energização, houve um clarão e emissão de materiais incandescentes. Houve falha nas conexões no ponto onde está o estanho. Como a prioridade nesse caso era outra, foi feito uma limpeza e um reaperto rápido

nas conexões e realizado um segundo ensaio com 10 kA/0,125s. Novamente houve falha, conforme pode ser visto na FIG. 4.3.3.1.

Numa análise junto com o fabricante para tentar identificar o que estava acontecendo, surgiu a hipótese que poderia ser o torque inadequado no parafuso que prende a conexão, provavelmente provocado pela trepidação do caminhão durante a viagem. Assim, as conexões foram refeitas, o estanho retirado e aplicado o torque recomendado. O terceiro ensaio foi realizado, agora com 10 kA/1s, e nada aconteceu, mesmo as conexões já estando um pouco danificadas pelos ensaios anteriores. Pode-se observar os grampos multiangulares após o terceiro ensaio. Não houve danos nas conexões e o chamuscado nos grampos foi efeito dos ensaios anteriores.

Esse fato reforça a importância de se conferir o torque periodicamente, principalmente nas conexões estanhadas.

Os pinos fixos não apresentaram nenhum problema.

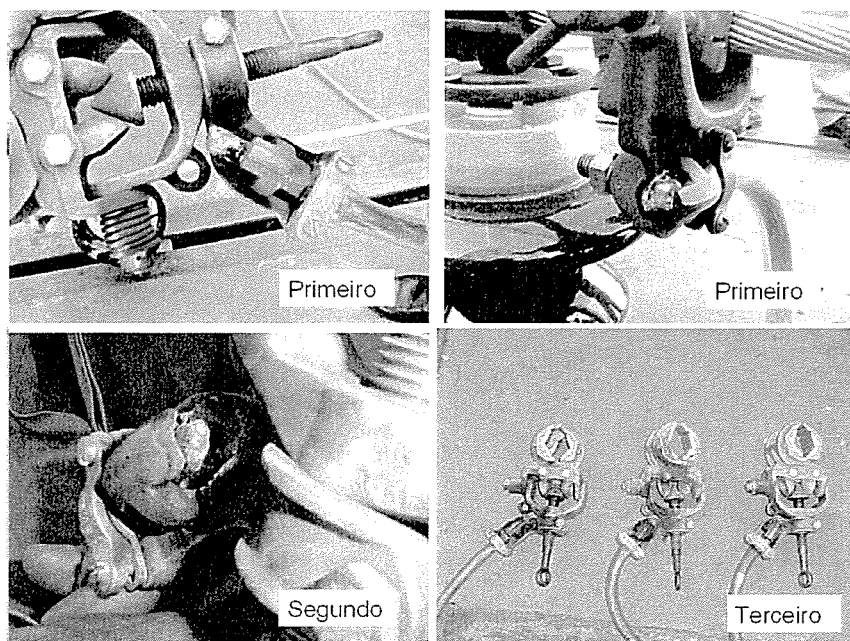


FIGURA 4.3.3.1 – Danos nas conexões provocados por torque inadequado

4.3.4 - Análise das Medições

Juntando-se as oscilografias com as observações dos ensaios é possível extrair mais algumas informações bastante interessantes. A FIG. 4.3.4.1, por exemplo, mostra o resultado de um ensaio de 29 kA/0,5s com um cabo 95 mm² por fase.

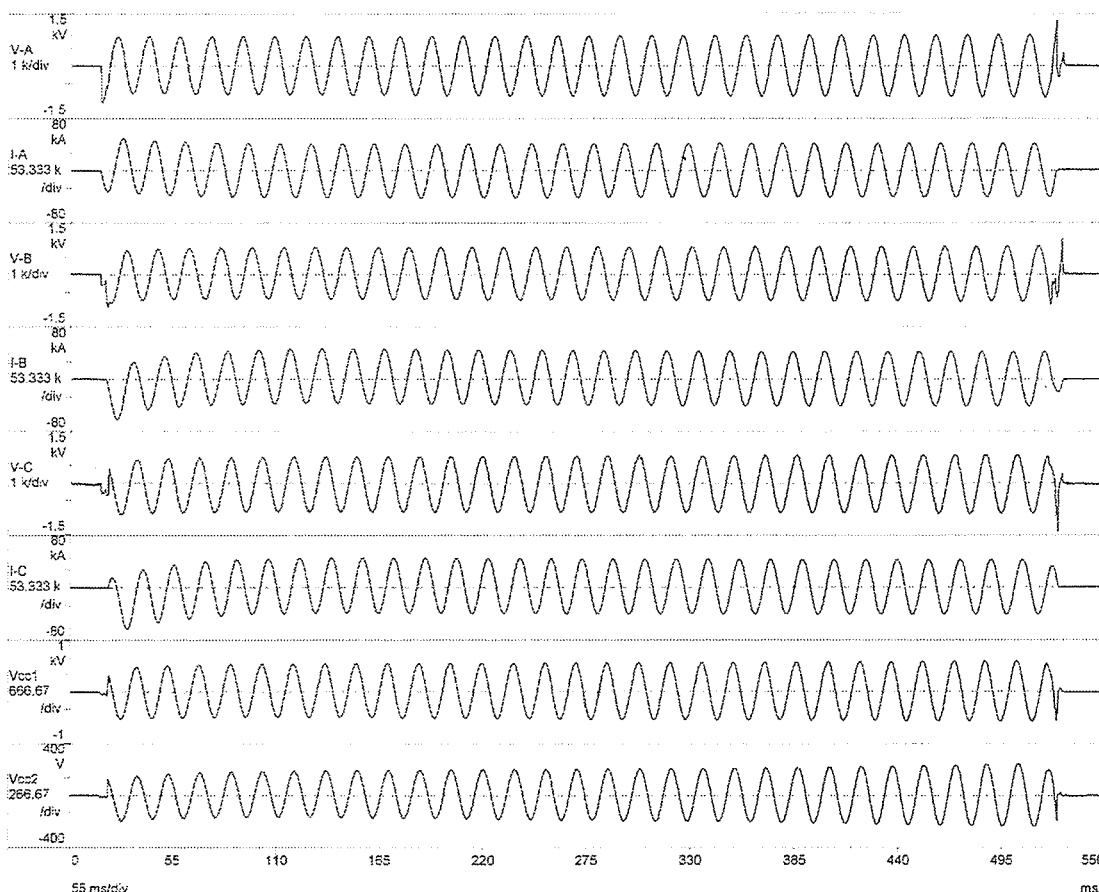


FIGURA 4.3.4.1 – Oscilografia de um ensaio de 29 kA/0,5s

Na FIG. 4.3.4.2 é feita uma análise dos primeiros 200 ms da onda. Pode-se observar que o valor de crista chegou a 65,4 kA na fase C para um valor eficaz de 29,8 kA, ou seja, um fator de assimetria de 1,55. No entanto, como o valor eficaz foi acima do especificado, pode-se comparar o pico com o valor eficaz de 29 kA, obtendo um fator de assimetria de 1,60. Já nos ensaios de 17,5 kA os fatores de assimetria foram maiores, chegando a 1,78. O desejável seria 1,86 para $X/R=20$. Portanto, os valores obtidos nos ensaios foram inferiores aos especificados e é um fator que deve ser melhor observado em futuros trabalhos.

Na última onda da oscilografia (Vcc2), que corresponde à queda de tensão no cabo de aterramento, é possível notar um aumento da tensão com o tempo, fruto do aquecimento do cabo. Como essa queda de tensão é que determina o choque, para efeito de comparação com os valores máximos admissíveis, um critério razoável talvez seja considerar o valor eficaz de toda a onda. Esses efeitos são mais pronunciados em cabos trabalhando próximo à curva de capacidade máxima.

Interessante é notar que, enquanto a tensão no conjunto ficou em 128,9 V, no ponto 1 chegou a 370,4 V e na fonte a 566,8 V. Tais valores são, respectivamente, 16%, 234% e 411% acima do valor limite de 111 V. Ou seja, esse cabo só pode ser utilizado para essa corrente de curto se o comprimento for diminuído. No entanto, as tensões distantes 20 e 50 metros do conjunto apresentaram-se muito acima, podendo ser fatais.

		eficaz	crista
tensão aplicada (KV)		7.6	-
queda de tensão lado fonte (V)	V-A	594.4	-
	V-B	531.4	-
	V-C	566.8	-
corrente de fase (kA)	I-A	29.5	51.1
	I-B	29.8	63.0
	I-C	29.8	65.4
	média	29.7	-
queda de tensão no ponto 1 (V)	Vcc1	370.4	
queda de tensão no ponto 2 (V)	Vcc2	128.9	
aplicação nº:	12		
duração da corrente (ms):	516	-	-

FIGURA 4.3.4.2 – Análise da oscilografia da FIG. 4.3.4.1

De uma maneira geral as tensões medidas apresentaram variações muito pequenas quando os mesmos tipos de cabos eram utilizados. O fato de mudar a conexão, o tipo de grampo ou mesmo utilizar a ligação em V, não provocou diferenças significativas na queda de tensão nos cabos. Por isso, pode-se resumir os valores máximos encontrados na TAB. 4.3.4.1.

TABELA 4.3.4.1 – Máxima queda de tensão por unidade de comprimento, valor eficaz, medida nos conjuntos em V/m

Cabos (mm ²)	Ensaios	
	17,5kA/1s	29kA/0,5s
70	10	-
95	8,2	15,8
2x70	-	11,4
2x95	-	10,3

A FIG. 4.3.4.3 mostra a oscilografia do ensaio 7 de 29 kA/0,5s, onde é possível observar a falha ocorrida na fase B. Mesmo antes de ocorrer a interrupção da corrente, a tensão já começa a aumentar bastante até atingir a tensão de circuito aberto. Nesse caso, mesmo que a pessoa escape do fogo provocado pelo arco estará sujeita a um choque fatal caso esteja tocando nessa fase.

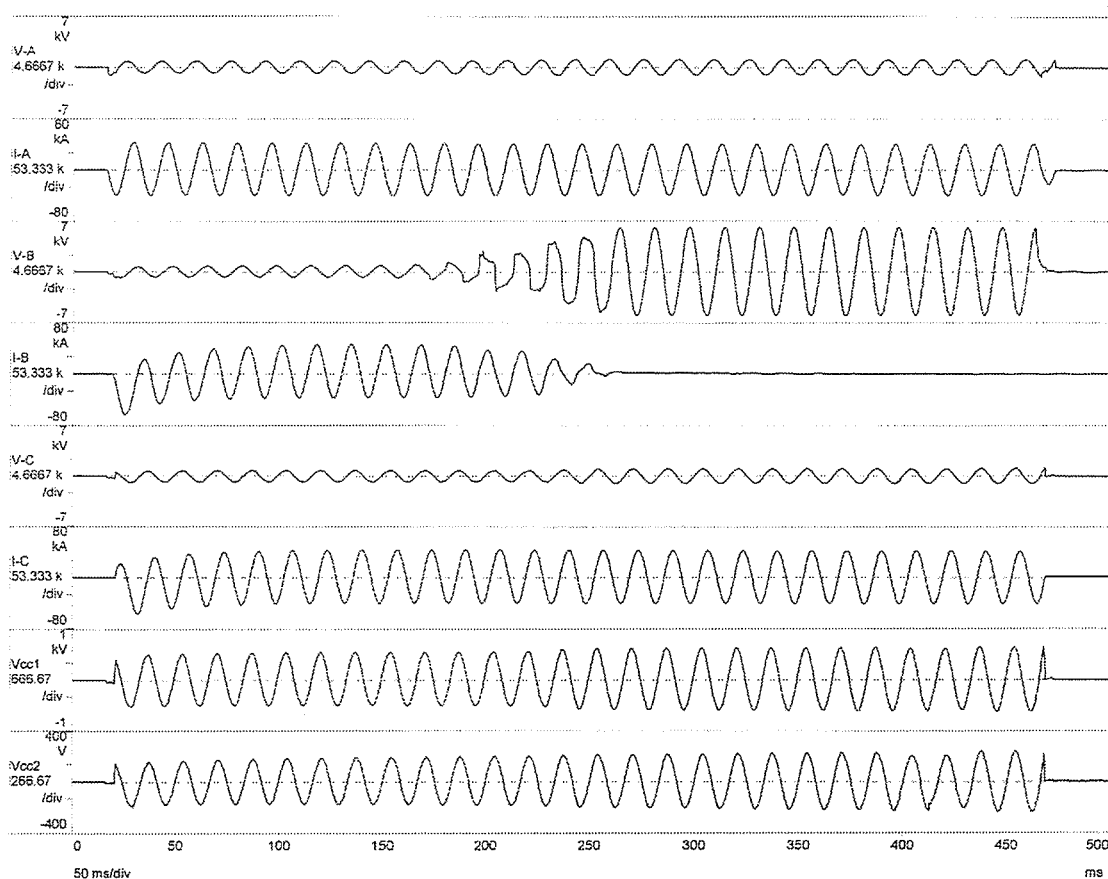


FIGURA 4.3.4.3 – Oscilografia do ensaio 7 de 29 kA/0,5s

Nesse ensaio, como já foi citado, os grampos de terra estavam conectados nas cantoneiras das estruturas metálicas. Pela oscilografia é possível perceber que nas fases A e C as correntes só foram interrompidas em 462 ms. Portanto, tanto as cantoneiras quanto os grampos foram capazes de conduzir as correntes de curto por um tempo praticamente igual ao previsto para o ensaio. Nenhum dano visível foi verificado no momento. A queda de tensão medida (V_{cc2}) praticamente não teve alteração com relação aos ensaios com cabos novos, indicando que o cabo não perdeu as características no primeiro ensaio e que a ligação nas cantoneiras não inseriu resistências significativas no circuito.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS

5.1 - Conclusões

A metodologia proposta para especificação dos conjuntos de aterramento temporário se mostrou satisfatória e pôde ser comprovada através dos ensaios. Os conjuntos adquiridos pela CEMIG mais recentemente já consideraram esses novos critérios. No entanto, trata-se de uma metodologia que pode ser utilizada por qualquer um, uma vez que é de fácil entendimento, simples de ser seguida e os modelos utilizados estão todos disponíveis na literatura.

Os ensaios demonstraram que os esforços provocados pelas correntes de curto-circuito são elevados. Prova disso foi o fato de somente ocorrerem falhas nos ensaios de 29 kA/0,5s, quando foi utilizado um cabo 95 mm² por fase, apesar de termicamente o cabo estar mais distante da curva de capacidade máxima do que o cabo 70 mm² no ensaio de 17,5 kA/1s. Para essas situações a utilização de dois cabos por fase parece ser uma boa opção porque a corrente se divide entre as duas conexões.

Nos ensaios de 17,5 kA/1s foram utilizados diferentes tipos de grampos e conexões, e não ocorreu nenhuma falha. Esse resultado foi muito bom, visto que essa corrente é superior às encontradas em cerca de 90% das barras estudadas e com um tempo de eliminação da falta elevado. Assim, mesmo que seja necessário especificar um conjunto com comprimento superior a 6 metros, pode ser que o esforço resultante não seja superior ao ensaiado porque, às vezes, o afastamento entre as fases também é maior ou a corrente é inferior.

O ponto mais vulnerável de um conjunto de aterramento temporário é a conexão entre o cabo e os grampos. Como o cabo normalmente fica livre para movimentar-se, praticamente todo o esforço mecânico fica concentrado nesse ponto. Tal fenômeno, associado ao efeito térmico provocado pela passagem de altas correntes de curto-circuito, é que pode provocar os maiores danos. Por isso, é recomendável que o conjunto não seja instalado demasiadamente esticado.

Para efeito de curto-circuito, as conexões prensadas tiveram um desempenho bem superior às estanhadas. Enquanto o cobre possui ponto de fusão de 1083 °C, o do estanho é 232 °C, isso faz com que haja uma perda de massa nas conexões estanhadas durante o curto-circuito. Assim, após os ensaios, as conexões ficam um pouco frouxas. Além disso, elas dependem bastante do torque. A conexão prensada, por outro lado, apresenta o problema do par galvânico. Portanto, ao longo do tempo será feita uma avaliação para determinar se a solução dada para o problema será eficaz.

Todos os grampos, inclusive os multiangulares, suportaram bem os ensaios. Quando houve falha, foi na conexão com o cabo.

Não houve nenhum rompimento nos primeiros ciclos dos ensaios como relatado por Lambert [22], apesar do fator X/R ter sido inferior ao especificado. Talvez o fenômeno seja mais severo quando são considerados níveis de curtos-circuitos mais elevados.

Tanto os esforços quanto a queda de tensão nos cabos dependem da geometria. Por isso, o ideal é, sempre que possível, testar os conjuntos o mais próximo da condição real de uso.

As medições mostraram que, quando são utilizados dois cabos em paralelo, as quedas de tensões não variam muito com a seção dos cabos, provavelmente por causa das reatâncias envolvidas. Portanto, a adoção de limites de choque muito conservativos pode tornar-se um problema de difícil solução.

Quando se afasta do conjunto na direção da fonte, há um acréscimo considerável nas tensões medidas. Isto ocorre por causa da queda de tensão nos cabos fase e no próprio sistema de aterramento. Assim, é recomendável que o trabalhador esteja sempre com pelo menos um conjunto de aterramento entre ele e a fonte.

A situação ocorrida no ensaio de 10 kA/1s é bastante preocupante e ao mesmo tempo didática. O fato de um conjunto superdimensionado falhar daquela maneira reforça a importância não só do torque, mas de se ter um maior cuidado com todo o conjunto. Uma falha como a que ocorreu poderia ser fatal, mesmo se a proteção primária atuasse corretamente. Além disso, o arco elétrico e os materiais incandescentes que são lançados podem atingir outras pessoas que estejam próximas.

O fato de ter havido rompimento do grampo tipo torno ligado à cantoneira da estrutura metálica, não permite uma conclusão sobre a utilização ou não desse método, e merece uma melhor investigação.

Uma vez que não dá para alterar as correntes de curto-circuito dos sistemas com esse objetivo, a solução para o peso dos conjuntos de aterramento temporário passa pela adoção de tempos de eliminação de faltas inferiores ou pesquisa de novos materiais mais leves. Uma outra hipótese seria a adoção de técnicas de manutenção nas quais seria impossível uma energização acidental. Nesse caso, os conjuntos poderiam ser dimensionados apenas para induções.

A adoção do tempo de eliminação de falta da proteção primária juntamente com o critério de capacidade máxima é um tanto quanto arriscado, pois qualquer fator que possa contribuir no sentido de reduzir a capacidade do conjunto, pode ser suficiente para provocar uma falha.

5.2 - Sugestões para Próximos Trabalhos

São muitas as dúvidas relacionadas a esse tema e por isso muitos trabalhos importantes podem ser feitos e serão de grande importância para aumentar a segurança das pessoas que lidam diariamente com energia elétrica.

Como foi mencionado anteriormente, a adoção do tempo da proteção principal na especificação do conjunto, tem que estar relacionada à confiança plena de que tudo vai funcionar perfeitamente, uma vez que o está envolvida a vida das pessoas. Portanto, trabalhos que procurassem determinar qual a probabilidade de falha do sistema de proteção primária (suplementar), correlacionando os dados com a probabilidade de ocorrer uma energização acidental, poderiam dar um grau de confiança maior para a adoção desse critério e, por conseguinte, para a redução do peso dos conjuntos.

Seria muito interessante que houvesse algum ensaio que pudesse ser realizado nos conjuntos para verificar se eles estão em boas condições de uso. Alguns equipamentos e testes com

baixas correntes têm sido feitos, mas ainda precisam de aprimoramento. O ideal é que problemas relacionados principalmente à corrosão pudessem ser identificados.

Existem muitas dúvidas relacionadas à manutenção, principalmente de linhas de transmissão e distribuição, durante tempestades. Uma delas é se o aterramento temporário é capaz de proteger o trabalhador para as sobretensões provocadas pelas descargas atmosféricas. Caso não proteja, como proceder durante tempestades? Essas são questões muito importantes porque é justamente nesses momentos que ocorrem os maiores danos no sistema elétrico, portanto, necessitando de mais pessoas trabalhando para resolver os problemas.

Este trabalho não teve como objetivo avaliar o uso das cantoneiras metálicas das estruturas como ponto de conexão dos aterramentos temporários. Portanto, os resultados não servem como conclusão. No entanto, será de grande valor um trabalho que investigue melhor essa possibilidade, considerando aspectos como capacidade de condução, resistência de contato, galvanização, tipos de grampos mais adequados para suportarem os esforços, etc.

A questão do *loop* indutivo, levantada nos trabalhos de Atwater et al, merece uma discussão aprofundada, porque muda todo um conceito existente de que o trabalhador tem que ter pelo menos um conjunto de aterramento entre ele e fonte. Como avaliar os *loops* nas várias situações de usinas, linhas, subestações, etc? Quais as máximas quedas de tensões admissíveis nos cabos de aterramento temporário considerando o efeito dos *loops*?

Normalmente, as principais dúvidas relacionadas a aterramento temporário são referentes a linhas de transmissão e distribuição. A grande diversidade de situações dificulta a adoção de um critério que seja eficiente para todos os casos encontrados. No entanto, há um consenso de que o risco para quem está no solo pode ser muito maior do que para quem está trabalhando em cima, durante uma energização acidental. Um trabalho que identificasse os riscos e propusesse métodos viáveis de mitigá-los seria de grande valia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Harrington, E. J.; Martin, T. M. C. *Placement of Protective Grounds for Safety of Linemen*. AIEE Transactions, v.73, p.950-955, Aug. 1954.
- [2] Kouwenhoven, W. B. at al. *A-C Shocks of Varying Parameters Affecting the Heart*. AIEE Transactions, v.78, p.163-169, May 1959.
- [3] Dalziel, C. F. *Electric Shock Hazard*. IEEE Spectrum, p.41-50, Feb. 1972.
- [4] Mousa, A. M. *New Grounding Procedures for Work on De-Energized Lines Eliminate the Need for Ground Switches*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-101, n.8, p.2668-2680, Aug. 1982.
- [5] O'Brien, M. L. *Basics Rule in Personal Protective Grounding for Linemen*. Transmission & Distribution, p.40-45, June 1983.
- [6] Cole, W. H.; McDermott, T. E. *A Computer Study and Model Demonstration of Safety Ground Locations During High Voltage Line Maintenance*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-103, n.3, p.455-462, Mar. 1984.
- [7] Reichman, J.; Vainberg, M.; Kuffel, J. *Short-Circuit Capacity of Temporary Grounding Cables*. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.1, p.260-271, Jan.1989.
- [8] Bonner, J.T.; Erga, B.; Gibbs, W.W.; Gregorius, V.M. *Test Results of Personal Protective Grounding on Distribution Line Wood Pole Construction*. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.1, p.810-817, Jan. 1989.
- [9] Bonner, J.T.; Erga, B.; Gibbs, W.W.; Gregorius, V.M. *Discussion, With Reply, of Test Results of Personal Protective Grounding on Distribution Line Wood Pole Construction by J.T. Bonner, B. Erga, W.W. Gibbs, and V.M. Gregorius, Kolcio, N.; Gillies, D.A.* IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.2, p.1127-1128, April 1989.

- [10] Mueller, R.E.; Richards, E.F. *Temporary Protective Grounding of Distribution Circuits - Revisit Ten Years Later*. Proceedings of the Twenty-First Annual North-American Power Symposium, p.270-280, Oct. 1989.
- [11] Korman, H. *Sistema de Aterramento Temporário para Subestações*. X SNPTEE, Curitiba, 1989.
- [12] IEC Std 61230-1993. *Portable Equipment for Earthing or Earthing and Short-Circuiting*.
- [13] Taylor, T. M.; Mciver, J. C.; Weiler, D. C.; Murray, W. A.; Bronfeld, J. D. *Software Development for the Parametric Analysis of Personal Protective Grounding*. IEEE Transactions on Power Delivery, v.10, n.1, p.393-392, Jan. 1995.
- [14] Task Force 15.07.06.03 - ESMOL Subcommittee of T&D. *Methods for Protecting Employees and Others from Electrical Hazards Adjacent to Electric Utility Vehicles*. IEEE Transactions on Power Delivery, v.10, n.2, p.950-960, April 1995.
- [15] Mark, C.; Bowen, J.; Luke, Yu. *Integrating Safety, Grounding, and Ground Fault Protection in Electrical System Designs*. Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, May 1995.
- [16] IEEE Engineering in the Safety, Maintenance and Operation of Lines Subcommittee Report. *Factors in Sizing Protective Grounds*. IEEE Transactions on Power Delivery, v.10, n.3, p.1549-1569, July 1995.
- [17] Blackley, W. P.; Crouse, G. *Testing Personal Protective Grounds*. IEEE 8th International Conference on ESMO '98 - Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenance Proceedings, p.115-188, April 1998.

- [18] Dawalibi, F.P.; Southey, R.D.; Hotte, P. *Distribution Line Safety Grounding: Parametric Analysis*. IEEE 8th International Conference on ESMO '98 - Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenance Proceedings, p.254-260, April 1998.
- [19] King, C. *Maintaining Line Worker Safety Through Maintenance and Testing of Protective Grounding Equipment*. IEEE 8th International Conference on ESMO '98 - Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenance Proceedings, p.101-107, April 1998.
- [20] Atwater, P.L.; Dehaan, J.M. *Staged Fault Test Evaluation of High-Voltage Equipment Maintenance Safety Grounding at a Large Hydro-Electric Powerplant*. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, v.2, p.1225-1230, July 1999.
- [21] IEEE Std 80-2000. *IEEE Guide for Safety in Substation Grounding*.
- [22] Lambert, F. C. *Transmission and Substation Personnel Safety Ground Testing and Evaluation*. ESMO '2000 - Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenance, Session 15, Oct. 2000.
- [23] Atwater, P.; Dehaan, J.; Romero, L. *Utilities Field Test Safety Grounds*. Transmission & Distribution World, p.44-56, Nov. 2000.
- [24] Switzer, W. K. *Eleven Practical Tips For Grounding Substations*. ERICO 3rd Monthly Technical Clip. Publicação interna da ERICO do Brasil, Ano 1, Edição 03, Julho de 2001.
- [25] Drew, A. *Grounding Essentials*. Transmission & Distribution World, p.123-126, Sep. 2001.
- [26] Atwater, P.L.; Dehaan, J.M.; Román, A. *Evaluation of Safety Grounding Practices for Maintenance Work on De-Energized Transmission Lines*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, v.1, p.189-194, Oct. 2001.

- [27] IEEE Std 1246-2002. *IEEE Guide for Temporary Protective Grounding Systems Used in Substations.*
- [28] IEEE Std 837-2002. *IEEE Standard for Qualifying Permanent Connections Used in Substation Grounding.*
- [29] Lee, Chien-Hsing; Hsu, Teng-Chin. *Test Results of Grounding Methods on Distribution Transformers During Maintenance of Overhead Distribution Lines.* IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, v.2, p.807-812, Jan. 2002.
- [30] CEPTEL. *UNIAP-822/2002-R. Relatório de Ensaio, Outubro de 2002.*
- [31] IEEE Std 1048-2003. *IEEE Guide for Protective Grounding of Power Lines.*
- [32] Kolcio, N.; Brown, K. J.; Page, W. J. *Electrical Resistance Data From Fault Tests For 2/0 and 4/0 Temporary Grounding Jumpers.* IEEE Transactions on Power Delivery, v.18, n.2, p.436-441, April 2003.
- [33] Castro Jr., F.; Coutinho, R. M.; Gontijo, G. M.; Franco, E. M.; Novaes, H. S. *Aterramento Temporário – Considerações sobre o Dimensionamento Elétrico e Mecânico do Conjunto.* XVII SNPTEE, Uberlândia, Outubro de 2003.
- [34] ASTM Std F855-2004. *Temporary Protective Grounds to Be Used on De-energized Electric Power Lines and Equipment.*
- [35] Western Area Power Administration. *Personal Protective and Vehicle Grounding.* Power System Maintenance Manual. Chapter 1, Aug. 1997.
- [36] FURNAS - DLTR.O - Divisão de Linhas de Transmissão. *Critérios para Aterramento para Manutenção em Linhas de Transmissão.* Manual de Referências, 4ª edição, Junho de 2001.

- [37] Ministério do Trabalho e Emprego. *NR10 - Norma Regulamentadora N° 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade*. Portaria N° 598 de 7 de Dezembro de 2004.
- [38] CEMIG - OM/EM – Gerência de Engenharia de Manutenção da Distribuição. *Instrução de Aterramento Temporário de Equipamentos de Subestações*. Outubro de 2003.
- [39] GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada. *Aterramento para Manutenção. Identificação e Segurança*.
- [40] CEMIG. *02.118-COPDEN-0072 - Recomendações Básicas para Segurança no Trabalho em Subestações Energizadas ou Parcialmente Energizadas*. Janeiro de 1994
- [41] CEMIG - Departamento de Engenharia de Construção e Manutenção da Distribuição. *Noções Básicas para Aterramento Temporário em Manutenção de Linhas de 34,5 a 161 kV*. Agosto de 1999.
- [42] CEMIG. *30.000-TR/MN-168a- Recomendação para Aterramento Temporário em Linhas de 230 a 500 kV*. Novembro de 2003.
- [43] CEMIG. *02.111- TR/MN-099a - Instrução de Aterramento Temporário de Equipamentos de Subestação- Minuta*. Março de 2003.
- [44] CEMIG. *02.118-COPDEN-79 – Dimensionamento de Barramentos Tubulares para Subestações*. Fevereiro de 1994.
- [45] Ritz do Brasil S.A. *Catálogo 2002*. Site: <http://www.ritzbrazil.com> , acessado em 25/03/2005.
- [46] CATU. *Catálogo 2003/2004*. Site: <http://www.catuelec.com> , acessado em 27/03/2005.

[47] American Burn Association Prevention Committee. *Look-Up and Live: Prevention for Electrical Injuries. A Campaign Kit for Burn Awareness Week 2005.*

Site: <http://www.ameriburn.org>, acessado em 23/04/2005.

[48] Greenwood, Allan. *Electrical Transients in Power Systems. Second Edition.* Rensselaer Polytechnic Institute. Electric Power Engineering Department, Troy, New York.