

Impr. 6.10.92  
Este exemplar corresponde à redação  
final da tese defendida por Vitor Monassi  
e aprovada pela Comissão Julgadora em  
27/7/88

*Yoshiaki Doi*

COMPORTAMENTO DIELÉTRICO DE UMA CADEIA DE ISOLADORES DE VIDRO  
DE CLASSE DE TENSÃO 138 kV COM UNIDADES DANIFICADAS.

VITOR MONASSI

Orientador: Prof. Dr. YOSHIAKI DOI

Tese apresentada à Faculdade de  
Engenharia Elétrica da  
Universidade Estadual de Campinas  
(FEE - UNICAMP) como parte dos  
requisitos exigidos para a  
obtenção do título de Mestre em  
Engenharia Elétrica.

Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica  
Departamento de Máquinas, Componentes e Sistemas Inteligentes

julho de 1988

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL

À minha mãe e à Ibéri pelo  
incentivo e apoio constantes,  
que foram decisivos na  
execução deste estudo.

## AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Ioshiaki Doi, pela orientação, incentivo e paciência;

Aos colegas Marcos X. Cotrin, Marcos R. Ferraz, Angelo Giacometti e Francisco J. A. Brito, pela colaboração na parte experimental;

Ao amigo Ademir Frazato pela valiosa colaboração na elaboração dos desenhos;

Aos amigos Tavares, Giorgetti, Vicente, César, Eliana, Wilson, Armando, que de um modo ou de outro colaboraram comigo.

## ABSTRACT

When one or more broken units are present in the insulator string, its voltage strength changes with the location and distribution of broken units in the string. In general the broken or damage insulators may affect the performance of the transmission lines. On the other hand, it influences the live line maintenance safety conditions.

This work studies the dielectric behavior of the glass insulator strings of 138 kV transmission lines with broken units under switching and lightning impulse voltages and industrial frequency (60 Hz) voltage.

Brief comments are made on live line maintenance tools and methods, as well as some expected overvoltages on transmission lines. The behavior of the gaps with and without insulator strings in them are also discussed and commented.

The behavior of the insulator string with broken units is analyzed as function of its voltage strength, V50% critical discharge voltage for impulses and withstand voltage for ac. Several arrangements of insulator strings with broken units are studied for each voltage shape, in relation to the number of damage/broken units, their location and distribution along the string considering also if these units are distributed or concentrated in some parts of the insulator string.

Finally it is shown the application of the results, with some example cases, to determine a number of the integer insulator required in the string, in order that the live line maintenance operations could be made safely.



## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo estudar o comportamento de cadeias de isoladores de vidro, utilizadas em linhas de transmissão de 138 kV, quando elas apresentam unidades danificadas.

Quando um ou mais isoladores danificados passa a integrar a composição de uma cadeia, a suportabilidade dessa cadeia varia com o número de unidades danificadas e com o posicionamento que elas ocupam. O estudo do comportamento dielétrico de uma cadeia com isoladores de vidro com unidades danificadas é de grande interesse prático, pois está associado ao desempenho do sistema elétrico e a execução de manutenções com linha energizada.

Neste trabalho fazemos uma breve abordagem sobre os equipamentos e métodos de manutenção com linha energizada, discutimos sobre a suportabilidade de gaps com e sem isoladores e fazemos um breve relato das sobretensões a que estão sujeitas as linhas de transmissão. É analisado o comportamento dielétrico das cadeias de isoladores de 138 kV com unidades danificadas em relação a impulsos de origem atmosférica (1,2/50 us), de manobra (250/2500 us) e a tensão de frequência industrial (60 Hz). Apresentamos e discutimos as características observadas no estudo com os arranjos e mostramos a aplicação destes resultados na manutenção com linha energizada, levando-se em consideração a influência dos equipamentos de trabalho.

## ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....	1
CAPÍTULO 2 - CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A MANUTENÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	
2.1 - Histórico .....	7
2.2 - Equipamentos Utilizados na Manutenção .....	13
2.3 - Método de Manutenção com Linha Energizada .....	19
CAPÍTULO 3 - SOBRETENSÕES	
3.1 - Introdução .....	35
3.2 - Sobretensões de Origem Atmosférica .....	37
3.3 - Sobretensões de Manobra .....	45
3.3.1 - Ligação e Religação de uma Linha de Transmissão .....	46
3.3.2 - Desligamento de Pequenas Correntes Capacitivas .....	48
3.3.3 - Desligamento de Pequenas Correntes Indutivas .....	51
3.3.4 - Rejeição de Carga .....	51
3.3.5 - Início da Falta .....	52
3.3.6 - Fatores que Influem no Valor da Sobretensão .....	53
CAPÍTULO 4 - DESEMPENHO DE CADEIA DE ISOLADORES E GAPS	
4.1 - Classificação das Solicitações .....	55
4.2 - Suportabilidade e Tensão Disruptiva Crítica .....	56
4.3 - Solicitações Dielétricas .....	58
4.4 - Solicitações à Frequência Industrial ....	59
4.5 - Solicitações à Sobretensão Atmosférica e de Manobra .....	61
4.6 - Fatores que Influem no Desempenho das Cadeias de Isoladores	
4.6.1 - Fatores Climáticos .....	72
4.6.2 - Poluição Atmosférica .....	79

4.7 - Influência dos Equipamentos Utilizados na Manutenção com Linha Energizada .....	83
---	----

## CAPÍTULO 5 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 - Introdução .....	87
5.2 - Distribuição de Tensão na Cadeia de Isoladores .....	87
5.3 - Características da Cadeia de Isoladores .....	91
5.4 - Arranjo Experimental .....	92
5.5 - Procedimentos de Ensaio .....	95
5.6 - Resultados	
5.6.1 - Impulsos de Origem Atmosférica .....	96
5.6.2 - Impulsos de Manobra .....	112
5.6.3 - Frequência Industrial .....	127
5.7 - Aplicação dos Resultados à Manutenção com Linha Energizada .....	136

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES .....	141
-------------------------------	-----

BIBLIOGRAFIA .....	144
--------------------	-----

## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o uso de isoladores de vidro temperado nas linhas de transmissão tem aumentado sensivelmente. Esse crescimento pode ser creditado ao bom desempenho elétrico e mecânico dos mesmos, se comparados aos similares de porcelana. Entretanto, os isoladores de vidro apresentam uma desvantagem, que é a sua baixa resistência a impactos. Essa é uma característica própria desse tipo de isoladores o que o diferencia bastante dos de porcelana. Essa característica torna-os pouco resistentes aos atos de vandalismo muito comuns, principalmente nos trechos urbanos das linhas de transmissão. Em geral, nesses trechos, o problema é atenuado empregando-se os isoladores de porcelana.

Independentemente desse fato, numa linha de transmissão, tanto os isoladores de vidro como os de porcelana estão sujeitos a vários tipos de danos, devido às intempéries ou às solicitações elétricas e mecânicas próprias do sistema. Para que não ocorram desligamentos e a fim de que as operações do sistema sejam mantidas dentro dos padrões aceitáveis, são realizadas inspeções periódicas e, caso necessário, manutenções nas linhas de transmissão. São efetuadas, por exemplo, trocas de isoladores danificados, trocas de cruzetas de madeira deterioradas, emendas ou troca de trechos de cabos condutores, pára-raios, etc, entre vários outros itens.

Sob o ponto de vista da inspeção, os isoladores de vidro apresentam também uma grande vantagem sobre os de porcelana. Devido a baixa resistência a impactos, os isoladores de vidro, quando apresentam qualquer problema, a "saia" de vidro se estilhaça, deixando somente a campânula com pino, cujo conjunto denominamos de "sabugo". Esse fato facilita muito a visualização durante a inspeção, seja ela feita via terrestre, seja por via aérea. O mesmo não acontece com os isoladores de porcelana, os quais mesmo apresentando problemas sérios como trincas, perfuração ou outras imperfeições, permanecem visualmente íntegros sendo necessário submeter cada unidade da cadeia a testes com aparelho denominado isolômetro, cuja função é avaliar a

tensão suportada pela unidade, ou utilizando-se de um instrumento denominado "Buzz Tester", um dispositivo simples, que mede a intensidade de ruído obtido por um garfo que toca a campânula do isolador sob teste e do isolador imediatamente abaixo na cadeia.

A substituição dos isoladores danificados de uma linha de transmissão pode ser efetuada com a linha desenergizada ou energizada. Pelas vantagens claras que oferece, a manutenção com a linha energizada é o método atualmente mais empregado em todos os níveis de tensão.

Dois métodos são bastante difundidos e empregados na manutenção com a linha energizada também conhecida por manutenção com "linha viva". Um deles é denominado "Método de Trabalho à Distância" que requer a utilização de bastões isolantes, mantendo o eletricitista a uma distância segura do condutor. O outro é denominado "Método de Trabalho ao Contato ou ao Potencial", sendo que neste caso, o trabalho é executado de forma manual e em contato direto com os condutores energizados.

A execução dos trabalhos de manutenção de uma linha de transmissão, independente do método adotado, requer sempre eficácia e a adoção de medidas que resultem na máxima segurança dos eletricitistas. Neste sentido, torna-se de fundamental importância o conhecimento das condições reais em que se encontra o sistema. Numa manutenção onde o serviço é a troca de isoladores de uma cadeia, é necessário que se saiba a priori, a quantidade de isoladores danificados e íntegros existentes, o estado e as condições de operação antes do início da execução dos serviços. É de fundamental importância definir o número mínimo de isoladores íntegros na cadeia, necessários para que a manutenção seja feita de forma segura. A obtenção desse número não é tão simples como parece à primeira vista, pois depende de uma série de fatores complexos a serem analisados.

Para a definição dessa quantidade é necessário conhecer a suportabilidade da cadeia no estado em que se encontra no ato da execução do serviço, ou seja, juntamente com os isoladores danificados. O comportamento dielétrico nesses casos é bem diferente da situação em que temos a cadeia íntegra em condições secas, pois varia com a

quantidade de unidades danificadas existentes, sua localização e distribuição ao longo da cadeia.

Isso significa que é necessário conhecer o comportamento da cadeia de isoladores em relação às diversas solicitações dielétricas em que a linha de transmissão pode estar eventualmente exposta. O número mínimo de isoladores necessário, portanto, depende das condições de operação do sistema (sobretensões, carga, aterramento, condições de manutenção), das condições climáticas (vento, chuva, contaminantes, pressão, temperatura) e do próprio método de manutenção adotado para a substituição dos isoladores danificados.

A quantidade de isoladores íntegros necessária, adotada pelas concessionárias de energia elétrica no Brasil, varia ligeiramente de uma empresa para a outra, conforme pode ser observado na tabela 1.1. Essas variações são facilmente explicáveis, pelo fato de que, de um modo geral, esses números são baseados na experiência dos elementos responsáveis pela manutenção dessas empresas e não em dados ou resultados de estudos ou pesquisas realizadas de forma criteriosa voltados a esse intuito.

**Tabela 1.1 - QUANTIDADE MÍNIMA DE ISOLADORES ADOTADA PARA A MANUTENÇÃO**

EMPRESAS	NÚMERO DE ISOLADORES ÍNTEGROS	
	69 kV	138 kV
CEEE	2	4
CEMIG	2	4
CESP	50 %	50 %
ELETROSUL	3	5
ELETROPAULO	50 %	50 %
CPFL	2	4

A suportabilidade de uma cadeia de isoladores depende do tipo da solicitação dielétrica exposta, do estado dos mesmos e da quantidade de isoladores que compõem a cadeia. A suportabilidade da cadeia, portanto, embora não seja de forma linear, varia com a quantidade de isoladores danificados, da sua localização e da distribuição dessas unidades ao longo da cadeia.

Estudos a esse respeito são ainda bastante reduzidos, apesar da sua importância. Uma certa preocupação sobre o assunto tem se evidenciado somente nos últimos anos.

As poucas publicações existentes (Hutzler e Riu /1/, Hutzler /2/, Sadurski /3/, tratam em geral de linhas de transmissão de 230 kV e acima. A preocupação maior tem sido o estabelecimento das distâncias mínimas para a execução dos serviços de manutenção nessas linhas. A ênfase tem sido dada na avaliação do comportamento da cadeia de isoladores dotada de equipamentos especiais, tais como chifres, anéis equalizadores, etc., procurando, sobretudo, analisar a influência dessas ferragens quando da ocorrência de sobretensões.

Neste trabalho, propomos e procuramos avaliar o comportamento da cadeia de isoladores de vidro temperado, composta de unidades íntegras e danificadas, sem equipamentos especiais, utilizadas em linhas de transmissão de 138 kV. A razão deste estudo está nas reduzidas informações que temos a respeito desse assunto e na importância do mesmo, em termos de subsídio aos trabalhos de manutenção bem como no desenvolvimento e aperfeiçoamento dos métodos de manutenção das linhas de transmissão desta classe de tensão, com as linhas energizadas.

A escolha de isoladores de vidro foi feita com base no fato que com os de porcelana os resultados são menos reprodutíveis. Os isoladores de porcelana quebram de modos diferentes apresentando por isso características e comportamento diferentes caso a caso. Quando totalmente quebrados, o que corresponde ao que acontece com os isoladores de vidro, os resultados apresentados são bastante similares.

O comportamento dielétrico da cadeia de isoladores

de vidro com unidades danificadas é analisado em termos da sua tensão de suportabilidade ou de tensão crítica de descarga V50%, obtidas experimentalmente. Para isso, a cadeia foi submetida a tensões de impulso atmosférico (1,2/50 us) e tensões de impulso de manobra (250/2500 us), a fim de simular as solicitações de origem atmosférica e de manobra. Um estudo parcial foi feito também com a tensão de frequência industrial, com o intuito de avaliar o comportamento da cadeia nas condições nominais.

Os estudos foram efetuados em função da variação da quantidade de isoladores danificados/integros, da sua localização na cadeia e da distribuição dos mesmos ao longo da cadeia.

Quanto aos resultados deste estudo, além de avaliar o comportamento dielétrico, os mesmos permitem avaliar a suportabilidade, a rigidez dielétrica e também o desempenho da cadeia de isoladores de classe 138 kV, dados importantes na execução e desenvolvimento de trabalhos de manutenção de uma linha de transmissão energizada.

No capítulo 2 deste trabalho apresentamos algumas considerações sobre os métodos de manutenção de linhas de transmissão utilizados nas concessionárias de energia elétrica. Enfocamos especificamente o método de manutenção com a linha energizada, denominado "Método de Trabalho à Distância", visto ser o método utilizado na manutenção das linhas de transmissão de 138 kV. Apresentamos alguns equipamentos empregados, suas respectivas funções, bem como os cuidados e as etapas necessárias à execução da troca de isoladores danificados em cadeias de suspensão utilizadas nas linhas de transmissão dessa classe de tensão.

No capítulo 3 descrevemos sobre as sobretensões que eventualmente podem estar sujeitas as cadeias de isoladores das linhas de transmissão. Enfatizamos as sobretensões de origem atmosférica e de manobra, cujos conhecimentos são essenciais na interpretação e análise dos resultados deste trabalho. Do ponto de vista da manutenção com linha energizada no entanto, a sobretensão mais importante é a de manobra, visto que, por segurança, os serviços não são executados em condições atmosféricas desfavoráveis.



No capítulo 4 descrevemos sobre o desempenho da cadeia de isoladores e de gaps face às solicitações de frequência industrial e de sobretensões. Comentamos sobre os fatores que podem influir na suportabilidade da cadeia de isoladores em estudo, tais como, comportamento de gaps, condições climáticas, chuva, poluição e também das possíveis influências dos equipamentos utilizados na manutenção.

No capítulo 5 apresentamos, discutimos e analisamos os resultados experimentais obtidos para os diferentes arranjos entre isoladores íntegros e danificados, submetidos a impulsos de manobra, atmosféricos e parcialmente a solicitações de frequência industrial.

A suportabilidade dos diversos arranjos é apresentada em tabelas e curvas, bem como são efetuadas comparações com a cadeia composta somente de unidades íntegras.

No capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões gerais obtidas no estudo.

## CAPÍTULO 2 - CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A MANUTENÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

### 2.1 - Histórico

Até 1920, toda e qualquer manutenção nas linhas aéreas de transmissão, como troca de isoladores, troca de cruzetas de madeira deterioradas, problemas nos cabos condutores, pára-raios, etc., era somente realizada com as instalações desenergizadas, método denominado de manutenção com "linha morta".

Os trabalhos de manutenção tornaram-se mais complexos com a elevação da potência e dos níveis de tensão das linhas de transmissão, as quais, associadas à constante preocupação com a continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia, conduziram as empresas de energia elétrica ao desenvolvimento de técnicas de trabalho com as instalações energizadas. O desenvolvimento dessas técnicas culminou com a implantação da manutenção com linha energizada, também denominada de manutenção com "linha viva".

Mais recentemente, com a evolução da tecnologia dos semicondutores e da informática, está sendo desenvolvida, ainda em fase experimental, a técnica de manutenção teleoperada /5/, onde os trabalhos de manutenção são efetuados por robôs programados e operados à distância.

O método de manutenção com "linha viva" apresenta vantagens em relação ao método com "linha morta", pois, além de permitir que os trabalhos de manutenção sejam realizados com as linhas em operação, possibilita uma melhor programação e uma manutenção periódica no turno normal de trabalho. Pelo método com "linha morta" havia a necessidade de horas extras de pessoal e execução de trabalhos nos fins de semana, período em que normalmente é possível efetuar um desligamento com menores transtornos aos consumidores.

O início da manutenção com linha energizada está, de certa forma, associado ao aparecimento de bastões isolantes

utilizados para as operações de ligar e desligar as chaves energizadas. O desempenho desses bastões e dos dispositivos instalados nas pontas dos mesmos habilitaram os eletricitistas de manutenção na execução de diversos trabalhos. No entanto, muitos anos se passaram desde o advento dos bastões isolantes para que tal idéia evoluísse e tornasse realidade a execução de outras operações, além da abertura e fechamento de circuitos em carga.

Um dispositivo denominado "gancho elétrico", foi uma das primeiras ferramentas dirigidas para a manutenção com linha energizada. Esse dispositivo foi desenvolvido em Atlanta, na Georgia, em 1916 e consistia de um grampo para conectar derivações com linha energizada sendo que seu uso requeria o emprego de um bastão apropriado. Posteriormente, esse princípio permitiu o desenvolvimento de outros acessórios e ferramentas, tendo sua utilização sido aplicada com êxito nos diversos trabalhos com linhas energizadas.

As primeiras ferramentas de que se tem notícia foram originalmente desenvolvidas para trabalho de linhas aéreas de transmissão de até 34 kV /6/. No entanto, os elementos que compunham as equipes de manutenção daquela época estavam receosos de trabalhar até esse nível de tensão, o que levou as empresas de energia elétrica a decidirem por limitar os trabalhos a uma tensão de 22 kV. Com o decorrer do tempo e com a experiência adquirida com o uso dos referidos bastões, as equipes de manutenção foram observando que os mesmos os mantinham sempre a distâncias prudentes e seguras das linhas energizadas. Com isso, o receio inicial existente entre os eletricitistas foi gradualmente desaparecendo e os trabalhos de manutenção com linha energizada foram se ampliando para linhas de 69 kV, 138 kV e tensões mais elevadas. A manutenção com linha energizada é atualmente efetuada, inclusive no Brasil, em linhas de transmissão de até 750 kV.

Com o intuito de mostrar efetividade e segurança, em 1948, os especialistas de uma empresa, fabricante desse tipo de ferramenta, efetuaram uma troca de isoladores de disco em suspensão em linha de transmissão de 287,5 kV em Los Angeles, Califórnia /6/.

Os primeiros bastões fabricados para os trabalhos de

manutenção com linha energizada foram de madeira, uma variedade do ABETO conhecida nos Estados Unidos por SITKA SPRUCE, a qual converteu-se, posteriormente, na matéria prima mais usada na confecção desses bastões, devido à sua alta resistência mecânica.

A confecção dos bastões de madeira era um processo moroso e trabalhoso, efetuado em várias etapas, para se alcançar as características necessárias de utilização em sistemas elétricos. O processo era iniciado pelo polimento da madeira, passando pela aplicação de uma pequena camada de parafina seguida de banho em azeite de sementes de algodão e, finalmente, tratada com verniz à base de laca, a qual, posteriormente, foi substituída por resinas sintéticas.

Os bastões utilizados na execução de manutenção com linha energizada devem ser fortes, seguros e leves, visto que o peso contribui bastante na fadiga dos elementos das equipes de manutenção. Voltados a esse problema, em 1947, a A.B. CHANCE CO. dos Estados Unidos desenvolveu os acessórios, em liga de alumínio, para serem utilizados nos bastões, tendo reduzido com isso, consideravelmente o peso total das ferramentas. Outra particularidade é que esses acessórios foram desenvolvidos para serem adaptados a bastões universais, contribuindo, assim, para difundir ainda mais esse método de manutenção.

Entretanto, com o aparecimento de linhas aéreas de transmissão em tensões mais elevadas, tornou-se necessária a utilização de bastões cada vez mais longos. Consequentemente, essas ferramentas tornaram-se demasiadamente pesadas e difíceis de serem operadas. Esse problema foi superado somente na década de 50, com a descoberta da fibra de vidro e da sua adaptação, em 1959, na confecção dos bastões, hoje universalmente conhecidos como bastões de "EPOXIGLASS".

O método de manutenção que utiliza o bastão e seus acessórios como ferramenta de trabalho em manutenção com linha energizada é denominado de "Método de Trabalho à Distância" ou "HOT STICK". Nesse método de manutenção o eletricitista executa o seu trabalho em potencial diferente ao potencial da linha de transmissão. Requer, por essa razão, que os serviços sejam efetuados sempre a uma certa distância

das instalações energizadas. Essa distância é denominada de distância mínima de trabalho e varia com a classe de tensão da linha, conforme pode ser observado na tabela 2.1.1.

Tabela 2.1.1 – DISTÂNCIAS MÍNIMAS DE TRABALHO POR CLASSE DE TENSÃO

TENSÃO DE OPERAÇÃO DA LINHA (kV)	DISTÂNCIAS MÍNIMAS DE TRABALHO (m)		
69	0,9	a	1,2
138	1,1	a	1,6
230	1,5	a	2,1
500	3,0	a	3,6

A crescente necessidade de transportar maiores blocos de energia levou a construção de linhas aéreas de transmissão em tensão cada vez mais elevada. Consequentemente implicando também na necessidade de adoção de distâncias mínimas de trabalho maiores, o que resulta na utilização de bastões de "EPOXIGLASS" mais longos e mais pesados, inviabilizando o método de manutenção nessas classes de tensão.

Visando solucionar esse problema foi desenvolvido o método de manutenção denominado "Método de Trabalho ao Potencial" ou "BARE HAND". Nesse método o eletricitista executa o seu trabalho em contato direto com o condutor energizado, permanecendo no mesmo potencial da linha e permitindo a execução manual de todos os trabalhos que, no método à distância, são feitos com ferramentas especiais instaladas nas extremidades de bastões isolantes. O eletricitista que trabalha ao potencial utiliza uma vestimenta especial condutiva, que o protege do campo elétrico da linha de transmissão, baseado no princípio da Gaiola de Faraday, complementada com luvas e botas também condutivas.

A adoção do "Método de Trabalho ao Potencial", possibilitou a manutenção de linhas aéreas de transmissão de 345 kV e acima, sem a necessidade de interrupção do fornecimento de energia.

Nas figuras 2.1.1 e 2.1.2, ilustramos a manutenção efetuada utilizando-se o "Método de Trabalho à Distância" e "Método de Trabalho ao Potencial", respectivamente.



Figura 2.1.1 - "Método de Trabalho à Distância"

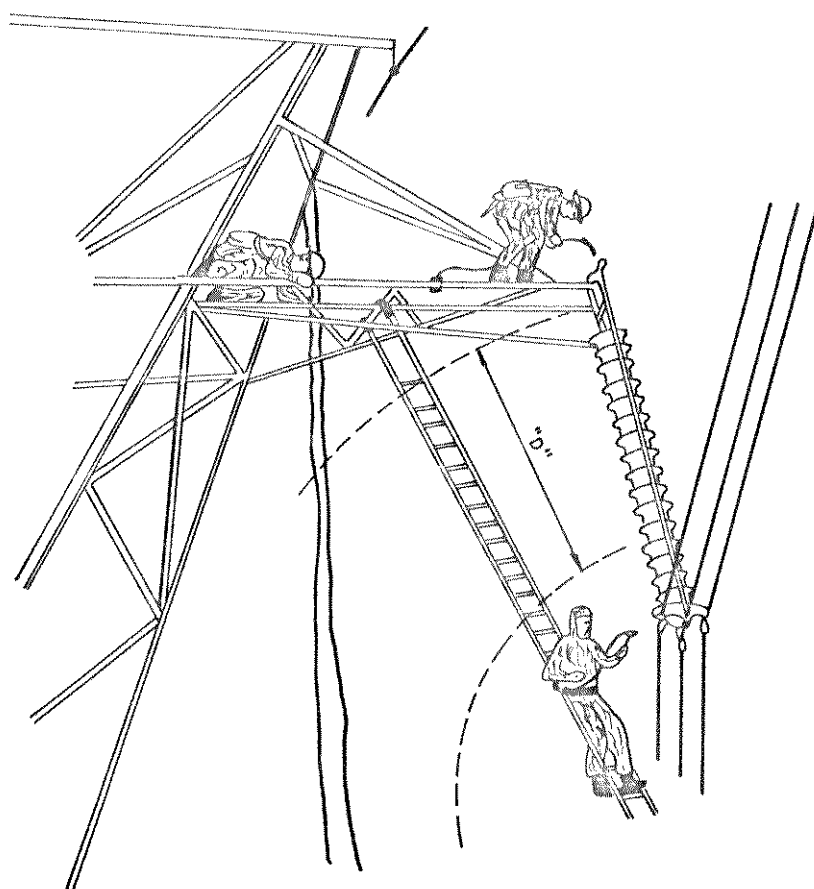


Figura 2.1.2 - MANUTENÇÃO COM LINHA ENERGIZADA  
"MÉTODO AO POTENCIAL"

## 2.2 - Equipamentos Utilizados na Manutenção

Para a execução da troca de isoladores danificados em estruturas metálicas de linhas de transmissão de 138 kV são necessários basicamente os seguintes equipamentos e ferramentas:

Bastão Garra de Alavanca 64 x 3600 mm	- 2 peças
Bastão de Tração com Torniquete 38 x 1800 mm	- 2 peças
Bastão Universal 38 x 3200 mm	- 2 peças
Sela para Estrutura Metálica com Colar de 64 mm	- 2 peças
Moitão Duplo	- 2 peças
Tenaz para Isolador	- 1 peça
Sacador de Contra-pino em Alavanca	- 1 peça
Estropo	- 3 peças
Suporte de Concha	- 1 peça
Corde de Serviço com Carretilha e Guincho	- 1 peça

Os equipamentos e ferramentas relacionados acima têm as seguintes funções:

### BASTÃO GARRA DE ALAVANCA (figura 2.2.1)

O bastão garra de alavanca tem a função de envolver e suportar os condutores das linhas de transmissão, servindo como alavanca para movimentar os cabos condutores para posições seguras e desejáveis para a manutenção.

### BASTÃO DE TRAÇÃO COM TORNQUETE (figura 2.2.2)

A exemplo do bastão garra de alavanca, a finalidade desta ferramenta é sustentar e afastar os cabos condutores.

### BASTÃO UNIVERSAL (figura 2.2.3)

Esta ferramenta possui função e gama de trabalho bastante ampla. É utilizada em conjunto com outras ferramentas, que são adaptadas em seus extremos. Para se ter uma idéia, pode-se acoplar ao bastão uma chave de fenda, um sacador de contra-pino, gancho para isolador, suporte de concha e inúmeras outras ferramentas.





Figura 2.2.1 - BASTÃO GARRA DE ALAVANCA

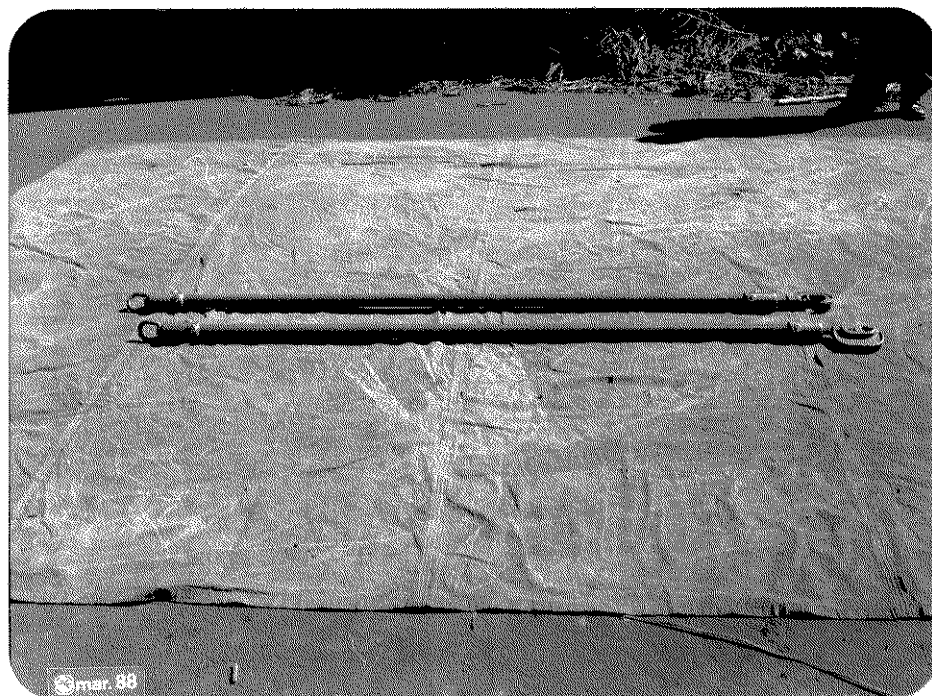


FIGURA 2.2.2 - BASTÃO DE TRAÇÃO COM TORNIQUETE

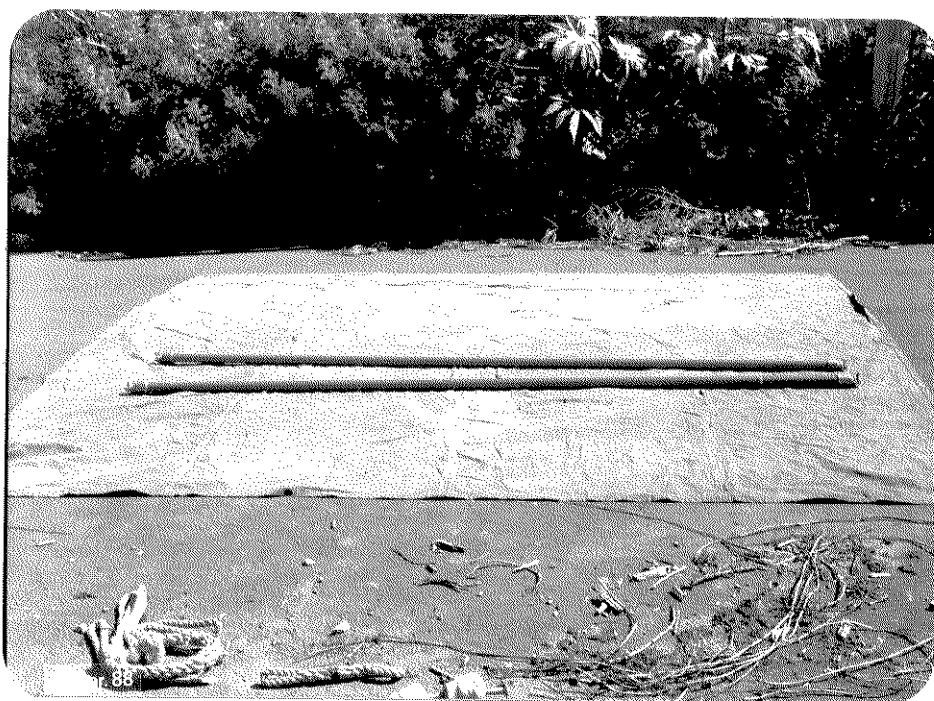


FIGURA 2.2.3 - BASTÃO UNIVERSAL

SELA PARA ESTRUTURA METÁLICA COM COLAR  
(figura 2.2.4)

A sela é fixada nas cantoneiras da estrutura metálica através de quatro ganchos ajustáveis e a sua função principal é servir de suporte para os bastões de EPOXIGLASS.

MOITÃO DUPLO

CORDA DE SERVIÇO COM CARRETILHA E GUINCHO  
(figura 2.2.5)

Ambos têm a função de efetuar o içamento de ferramentas e peças.



Figura 2.2.4 – SELA PARA ESTRUTURA METÁLICA

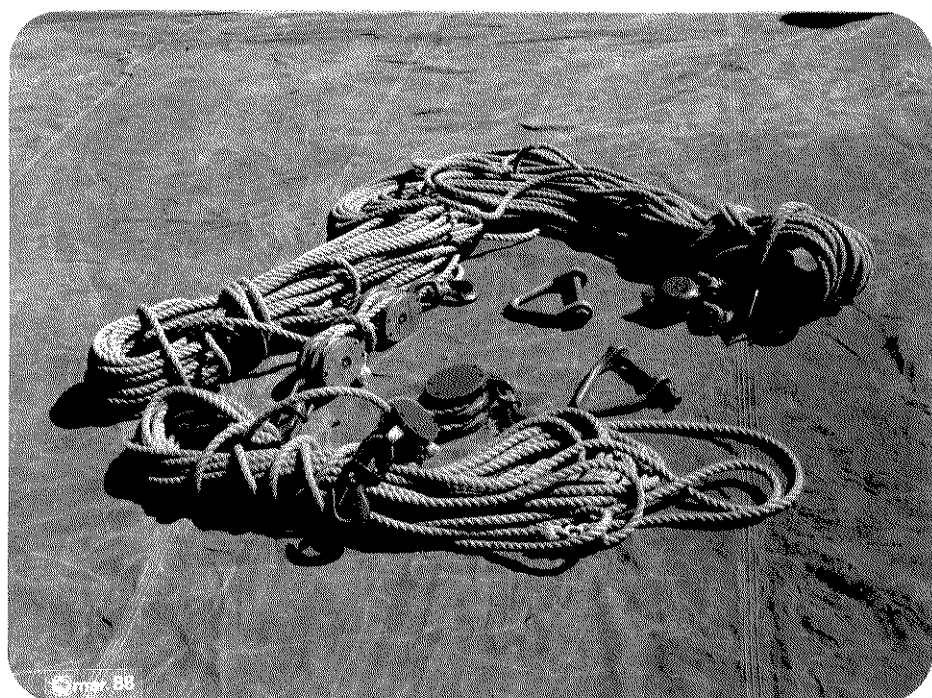


FIGURA 2.2.5 – MOITÃO E CORDA DE SERVIÇO

#### TENAZ PARA ISOLADOR (figura 2.2.6)

É adaptado ao bastão universal e sua função é fixar, bem como rodar o isolador de disco para efetuar a manutenção.

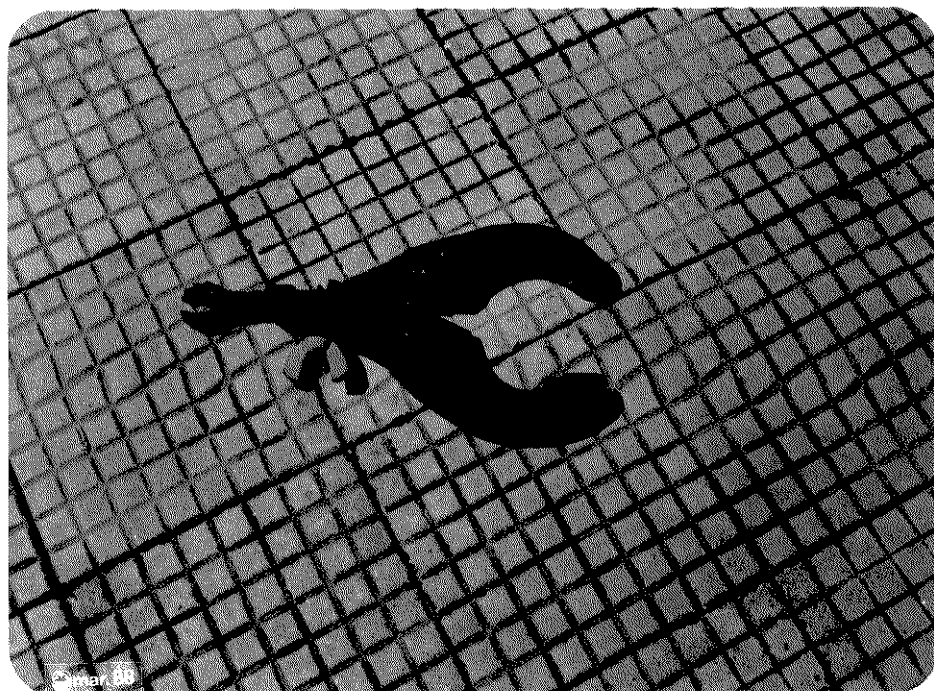


Figura 2.2.6 – TENAZ PARA ISOLADOR

#### SACADOR DE CONTRA-PINO EM ALAVANCA (figura 2.2.7)

É adaptado ao bastão universal e sua função é retirar pinos e contra-pinos da cadeia de isoladores.

#### ESTROPO (figura 2.2.8)

A finalidade desta ferramenta é envolver peças ou ferramentas que necessitam ser içadas ou descidas com segurança.



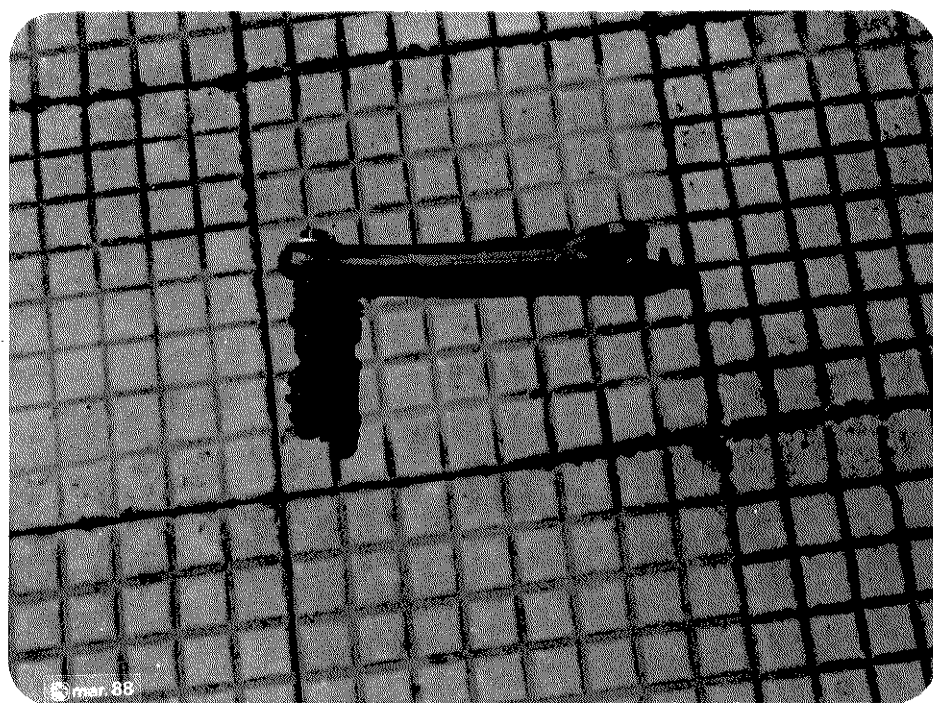


Figura 2.2.7 - SACADOR DE CONTRA-PINO EM ALAVANCA

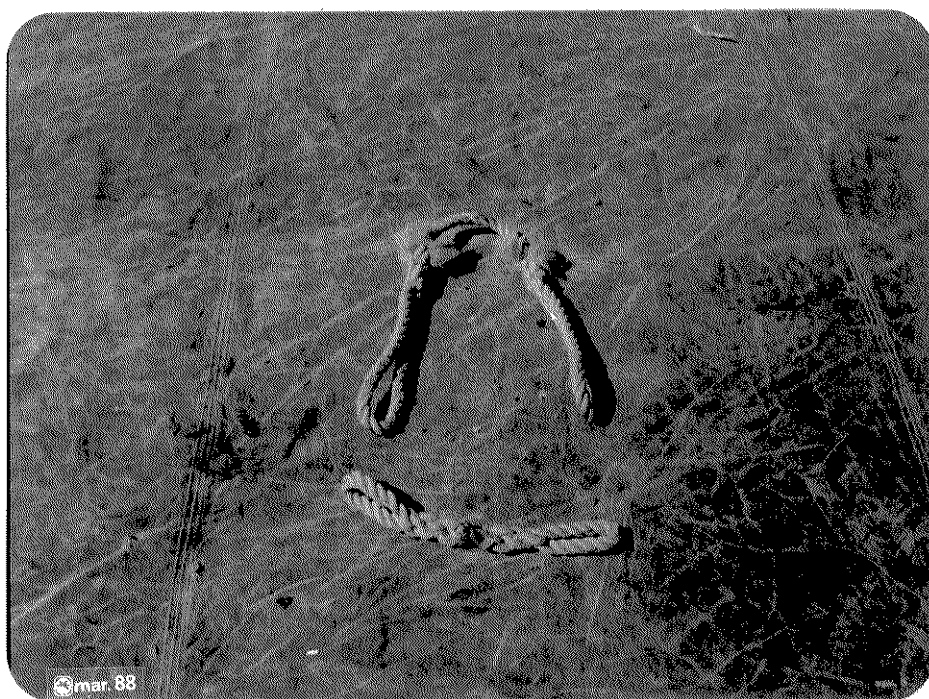


Figura 2.2.8 - ESTROPO

### SUPORTE DE CONCHA (figura 2.2.9)

É adaptada ao bastão universal e sua função é semelhante à do tenaz.

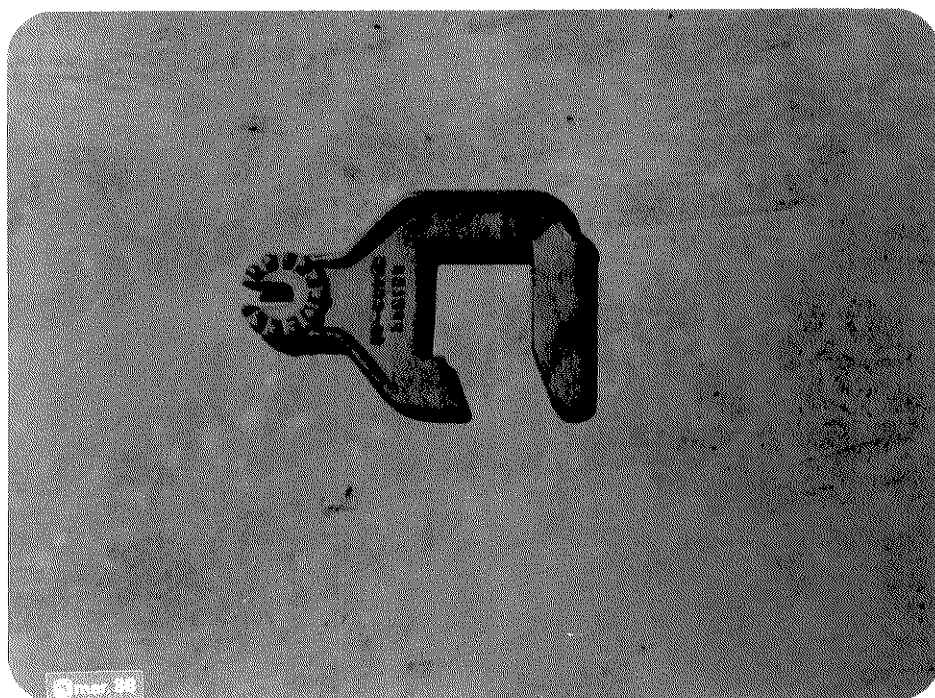


Figura 2.2.9 - SUPORTE DE CONCHA

### 2.3 - Método de Manutenção com Linha Energizada

Os serviços de manutenção com linha energizada, conforme descrito no item 2.1, podem ser efetuados pelo "Método de Trabalho à Distância" ou pelo "Método de Trabalho ao Potencial".

O método de manutenção denominado "Método de Trabalho à Distância" é largamente utilizado na execução de serviços de manutenção das linhas de distribuição e subtransmissão, portanto, em linhas de classe de tensão de até 169 kV. Por essa razão e, como neste trabalho estamos interessados na substituição de unidades de isoladores de vidro danificadas em cadeias de suspensão simples,

vidro danificadas em cadeias de suspensão simples, descreveremos a seguir os princípios e procedimentos desse método. Convém ainda ressaltar que a manutenção descrita é efetuada em estrutura metálica tangente do tipo K1 (figura 2.3.1).

A manutenção com linha energizada requer alguns cuidados específicos, pois expõe os eletricitistas a riscos que podem ser fatais, dentre os quais destacamos:

- abertura de arco ao avançar as distâncias mínimas de segurança quando se trabalha em potencial diferente do potencial da linha;
- abertura de arco quando se efetua a troca de unidades danificadas em cadeia de isoladores, na ocorrência de sobretensão de valor superior à suportabilidade remanescente da cadeia;
- exposição a altas correntes de fuga quando se usa ferramentas isolantes com umidade ou com partículas contaminantes.

Para minimizar os riscos, antes do início de qualquer serviço, deve-se observar rigorosamente os seguintes cuidados:

- as ferramentas isolantes, ou seja, os bastões de epoxiglass, não devem conter arranhões, sinais de desgaste e devem ser sempre limpos com flanelas, evitando-se a presença de qualquer tipo de contaminante;
- usar somente ferramentas e equipamentos dentro das condições nominais de trabalho especificadas pelos fabricantes;
- não executar nenhum serviço de manutenção quando o tempo estiver úmido, ou houver ameaça iminente de chuva;
- obedecer as distâncias mínimas de trabalho apontadas na tabela 2.1.1;

- usar sempre os equipamentos de proteção individual, como capacete, luvas, botas, etc.

Existem, ainda, alguns procedimentos básicos que devem ser observados para efeito de relacionamento com o Centro de Operações do Sistema da concessionária :

- antes do início do serviço, o responsável pelo mesmo solicita ao Centro de Operações um número de ordem, o qual nada mais é que uma autorização para o início do serviço. A manutenção somente poderá ser iniciada após a obtenção desse número. Para tal, o Centro de Operações do Sistema entra em contato com as subestações terminais solicitando o bloqueio dos religadores dos disjuntores da linha que sofrerá a manutenção;
- durante a execução dos serviços deve haver uma boa comunicação entre o responsável pelo serviço e o Centro de Operações do Sistema, pois, caso haja um desligamento na linha sob manutenção, o Centro de Operações procurará verificar se o desligamento foi causado acidentalmente ou não. Caso não haja nenhuma comunicação após 10 minutos, a linha em questão deverá ser religada.





Observadas as providências e precauções mencionadas, o serviço de manutenção é iniciado conforme as etapas a seguir:

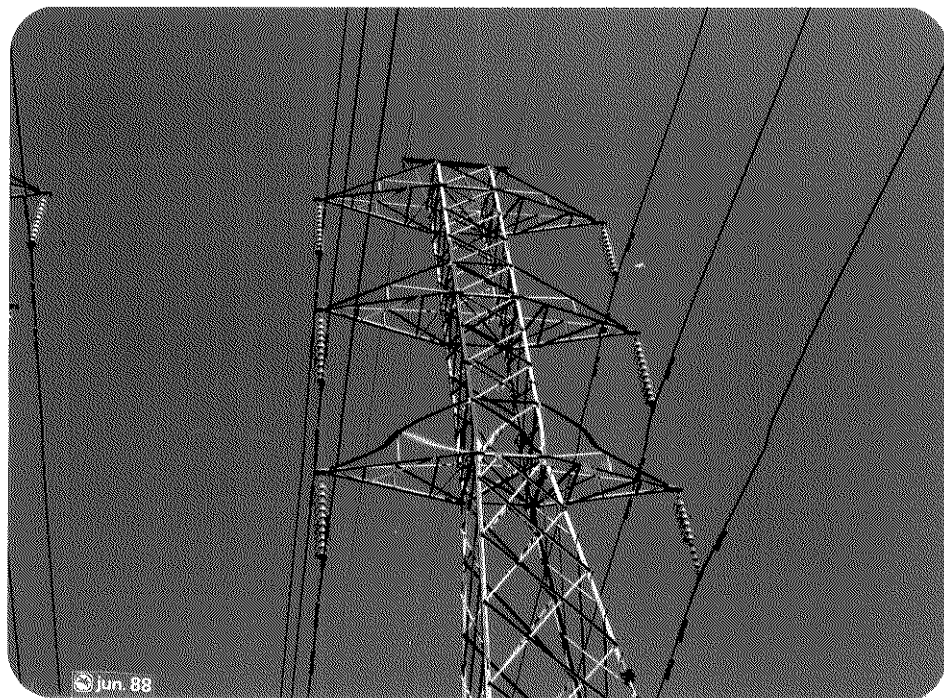


Figura 2.3.2 - ISOLADORES DANIFICADOS NA FASE INFERIOR LADO DIREITO

- instalação de uma corda de serviço com carretilha e guincho no topo da estrutura, através de um estropo;
- instalação de duas selas para torre com colar de 64 mm a, aproximadamente, 4 metros abaixo do cabo condutor, cuja cadeia de isoladores sofrerá a manutenção;
- instalação de dois bastões garra de alavanca, um em cada lado do grampo de suspensão e, em seguida, uma das extremidades de cada bastão no colar das selas;
- os dois bastões garra de alavanca instalados, são simultaneamente empurrados de forma a deslocar o cabo condutor, afastando-o aproximadamente 20 cm da estrutura e efetuar o aperto das borboletas dos colares;



Figura 2.3.3 - CORDA DE SERVIÇO E SELAS INSTALADAS, BASTÕES SENDO IÇADOS PARA INSTALAÇÃO

- instalação de dois moitões duplos logo acima da mísula, presos à estrutura através de estropos duplos ou cavalotes;
- instalação de dois bastões de tração com torniquete no cabo condutor, junto aos dois bastões garra de alavanca e introduzir os ganchos inferiores dos moitões no olhal dos mesmos;
- através de um sacador de contrapino em alavanca adaptado em um bastão universal, sacar parcialmente o contrapino da concha olhal;
- tensionar convenientemente os dois moitões afrouxando a cadeia de isoladores e desacoplá-la do cabo condutor, utilizando-se de dois bastões universais, equipados de um tenaz para isolador e um suporte de concha;

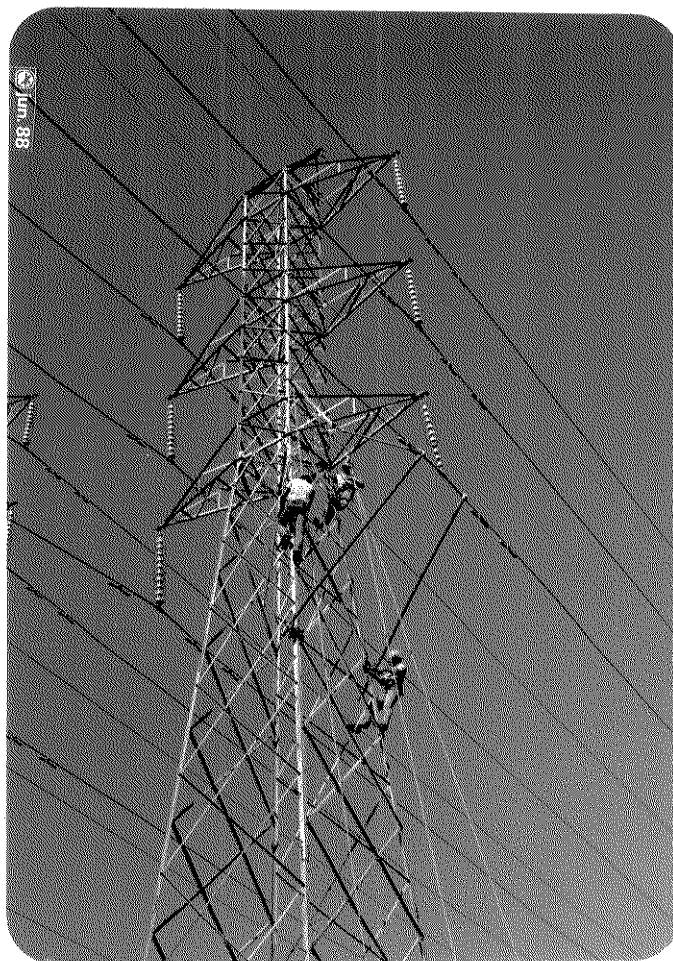


Figura 2.3.4 - BASTÕES GARRA DE ALAVANCA E 1 BASTÃO DE TRAÇÃO INSTALADOS

- abaixar simultaneamente os dois moitões, a fim de afastar o máximo possível o cabo condutor e amarrar as cordas na estrutura;
- retirar a cadeia de isoladores através da corda de serviço, laçando o gancho da mesma no segundo ou terceiro isolador, e descer a cadeia ao chão;
- substituir o(s) isolador(es) danificado(s).



Figura 2.3.5 – ELETRICISTA PRONTO PARA RETIRAR O CONTRA-PINO DA CONCHA OLHAL

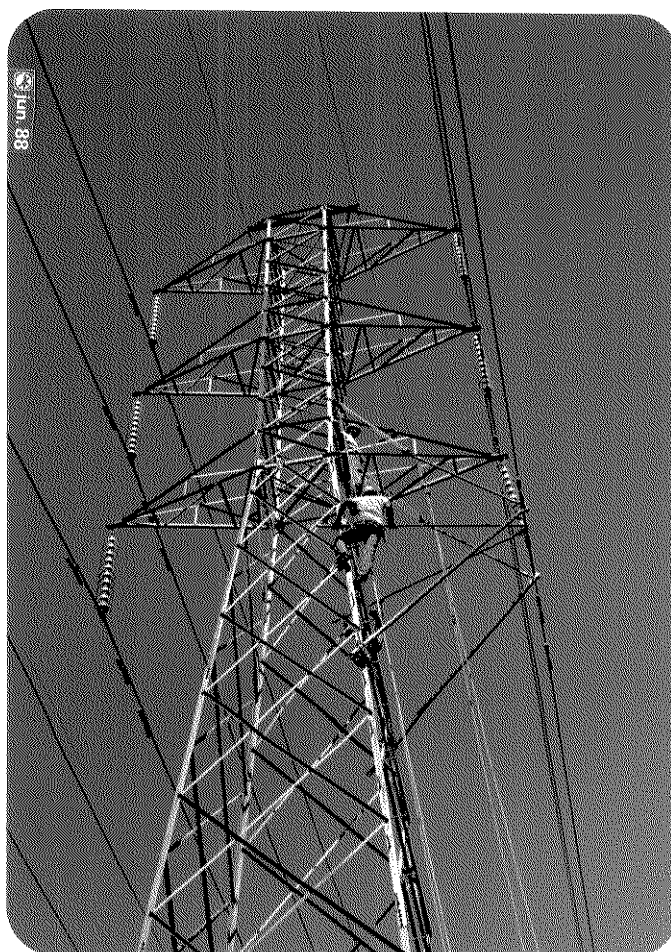


Figura 2.3.6 - CONTRA-PINO SENDO RETIRADO



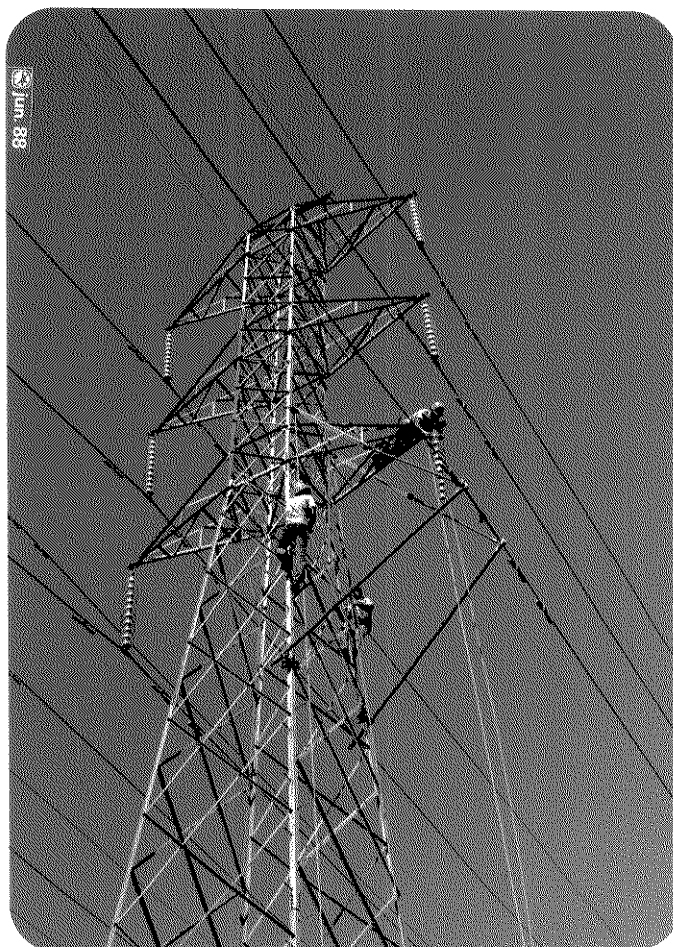


Figura 2.3.7 – CADEIA DE ISOLADORES LIVRE

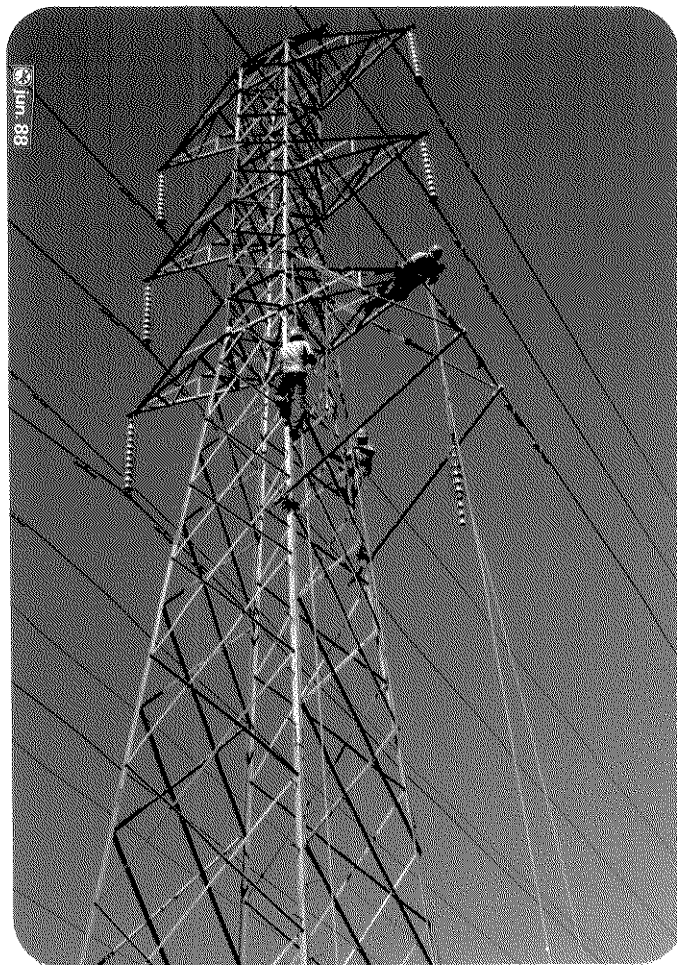


Figura 2.3.8 - DESCIDA DA CADEIA DE ISOLADORES ATRAVÉS DA CORDA DE SERVIÇO

Após completadas a execução das etapas descritas, inicia-se o processo de reposição da cadeia como segue:

- com a corda de serviço, que se encontra fixada no topo da estrutura, laçamos a cadeia no segundo ou terceiro isolador e efetuamos o içamento até a altura do ponto de instalação;
- posicionado na mísula da estrutura, o eletricitista guia a cadeia e introduz o gancho bola



- no cavaloite;
- descer a corda de serviço e retira-la da cadeia;

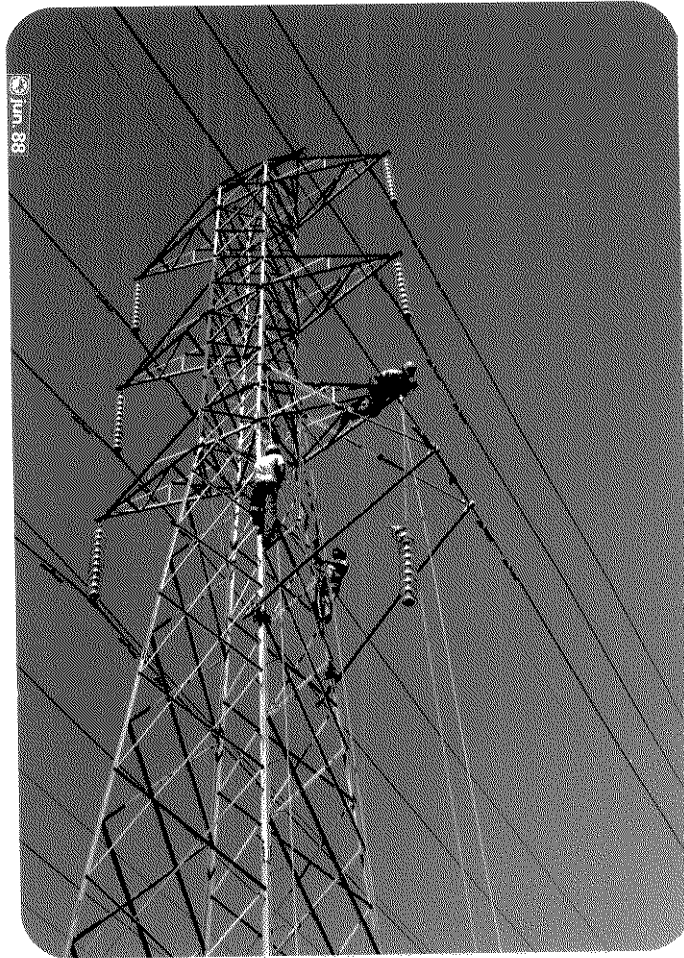


Figura 2.3.9 - CADEIA DE ISOLADORES SENDO IÇADA

- tracionar os dois moitões simultaneamente até que a concha olhal, fixada no grampo de suspensão, encaixe no boleto do isolador;
- simultaneamente à operação anterior, direcionar a concha olhal no boleto do isolador através de dois bastões universal equipados de um tenaz multiangular e um suporte de concha;

- bater no contrapino com o suporte da concha;
- retirar os demais equipamentos.



Figura 2.3.10 - CADEIA DE ISOLADORES SENDO CONDUZIDA PARA A CONCHA OLHAL



Figura 2.3.11 - COLOCAÇÃO DO CONTRA-PINO



Figura 2.3.12 – RETIRADA DOS EQUIPAMENTOS

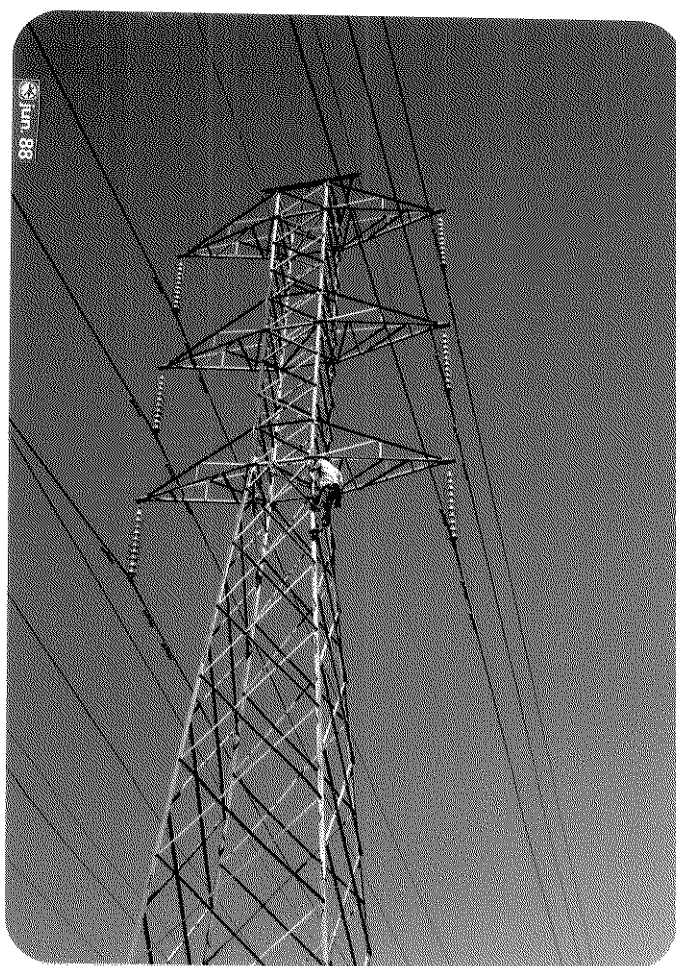


Figura 2.3.13 – MANUTENÇÃO CONCLUÍDA

## CAPÍTULO 3 .- SOBRETENSÕES

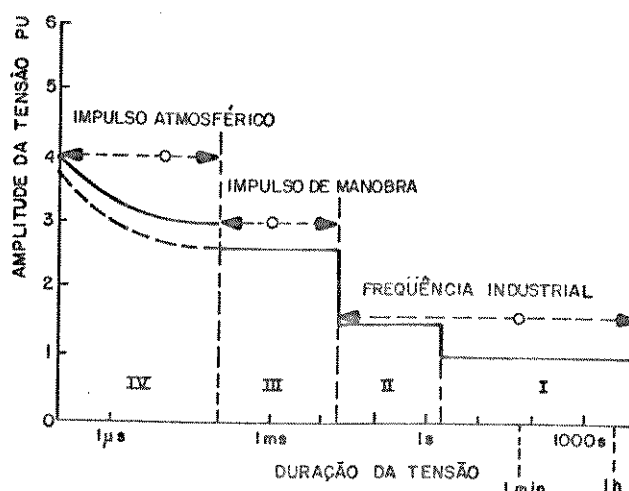
### 3.1 - Introdução

As sobretensões em sistemas de transmissão e de distribuição não podem ser totalmente evitadas. Para projetos de equipamentos do sistema e do próprio sistema, de forma econômica e visando um bom desempenho, é necessário o conhecimento detalhado sobre o assunto. As sobretensões são, na maioria das vezes, manifestações de fenômenos complexos que ocorrem no sistema de potência por várias razões. Tais sobretensões podem ser limitadas através de medidas especiais, levando em consideração o fato de que as mesmas dependem das características dos equipamentos usados, da configuração do sistema e da maneira como ele é operado /7, 8, 9, 10/.

As sobretensões, figura 3.1.1 podem ser classificadas conforme a sua origem em dois tipos:

- a) de origem externa:  
caracterizada pelas descargas atmosféricas. A incidência dessas descargas depende das condições climáticas e a magnitude das sobretensões causadas, das condições do sistema de potência, são sobretensões de curta duração figura 3.3.1 (IV);
- b) de origem interna:  
refere-se às sobretensões causadas pelas modificações de corrente ou tensão no sistema, portanto, das condições normais de operação. Podem ser subdivididas em dois tipos: sobretensões de manobra e temporárias. As de manobra são causadas por operações de manobra de um disjuntor ou de uma seccionadora. Caracterizadas por um transitório rápido (alguns ciclos), bastante amortecida e de valor elevado figura 3.3.1 (III). As temporárias são conhecidas também por sobretensões de frequência impressa e possuem diversas causas: curto-circuito, falta, variação repentina de carga, rejeição de carga,

ferroressonância, efeito Ferranti, condutores abertos, etc. É uma sobretensão oscilatória fase-terra ou fase-fase, de duração relativamente longa (alguns segundos), podendo ser levemente amortecida ou não, figura 3.3.1 (II).



**Figura 3.1.1 - CARACTERÍSTICAS DE AMPLITUDE E DURAÇÃO DAS POSSÍVEIS TENSÕES NO SISTEMA**

As sobretensões temporárias ocorrem quase sem exceção, em condições de carga muito pequena ou em vazio. Por serem de origem comum, as sobretensões temporárias e de manobra podem ocorrer simultaneamente, razão pela qual, em projetos de isolamentos de sistemas de alta tensão devem ser considerados os seus efeitos combinados.

As sobretensões de origem atmosférica afetam sistemas de todas as classes de tensão e são responsáveis por quase 50% dos curtos-circuitos em linhas de transmissão de 300 kV e acima /12/. Menos de 1% dos curtos-circuitos são causados por sobretensões de manobra. Comparativamente, os curtos-circuitos causados por poluição e sobretensões temporárias são bem maiores. Mesmo que atribuam às manobras, os curtos-circuitos, cujas causas são desconhecidas, o seu número ainda é bastante pequeno. Apesar desses dados no entanto, uma importância relativamente grande é dada as sobretensões de manobra, pois faltas ocorrem diariamente no

sistema e um grande número de operações de chaveamento deve ser executado sem causar sobretensões perigosas, com consequentes falhas que afetam a operação do sistema.

A amplitude, característica, frequência e o ponto de ocorrência da sobretensão afetam o projeto de isolamento, a seleção do equipamento de proteção e frequentemente também a operação do sistema. Dessa forma, um bom conhecimento das sobretensões do sistema é desejável a fim de que o projeto de isolamento seja realizado com base nos esforços reais e não empiricamente, com base nos valores do passado.

É de fundamental importância o estudo da probabilidade de ocorrência de sobretensões e sua distribuição no sistema, pois seus dados permitem fazer uma otimização entre os possíveis danos e seus custos.

### 3.2 - Sobretensões de Origem Atmosférica

A descarga atmosférica ou raio como é popularmente conhecida, fundamentalmente nada mais é do que uma manifestação de uma enorme descarga elétrica. É o rompimento do isolamento em ar entre duas superfícies carregadas eletricamente com polaridades opostas. Várias teorias tem sido desenvolvidas para explicar as formas de armazenamento da eletricidade das nuvens. Podem ser encontradas, por exemplo, extensamente tratadas no livro clássico de Lewis /9/, bem como uma revisão mais detalhada em Golde /10/.

As descargas atmosféricas podem ocorrer entre nuvem-terra, nuvem-nuvem, nuvem-ar ou dentro da própria nuvem. Dentre estas, a descarga nuvem-terra, embora não seja a mais comum (aproximadamente 10% das descargas), é o tipo de descarga sobre a qual se dispõe de mais informações. Os dados existentes dos demais tipos, são muito restritos, pela dificuldade na sua observação.

O tipo mais comum de descarga atmosférica é aquele que ocorre dentro da própria nuvem, e é devido a descargas entre os centros de carga opostos.

A percentagem de ocorrência de descargas atmosféricas é função da latitude, sendo diretamente



proporcional a ela. Tal variação é explicada pela relação entre temperatura, separação e localização dos centros de carga.

A formação da descarga atmosférica está associada à variação do gradiente de potencial devido à concentração de cargas na nuvem ou na terra. Quando o gradiente excede a rigidez dielétrica de isolamento do ar, provoca o movimento de cargas em direção à terra ou à nuvem, originando-se o fenômeno denominado de descarga atmosférica.

Segundo Golde /10/ as partes mais baixas de uma nuvem são usualmente carregadas negativamente enquanto as regiões mais altas das nuvens, possuem cargas positivas. A polaridade que prevalece na nuvem, define a polaridade da corrente do raio.

São quatro tipos diferentes de descargas, mostradas na figura 3.2.1 /10/. No desenvolvimento de uma descarga atmosférica, temos dois tipos de líder, o ascendente, que parte da terra ou objeto aterrado em direção à nuvem, e o descendente que parte da nuvem para a terra.

Um líder é geralmente seguido de um retorno, como mostra a parte inferior da figura 3.2.1, no entanto, isso pode não acontecer e existir somente o líder, mostrado na parte superior da figura 3.2.1.

As descargas atmosféricas do tipo 1a (figura 3.2.1) iniciam-se com um líder descendente de uma nuvem negativa. Esse caso é predominante em campos abertos, sem objetos baixos.

As descargas atmosféricas do tipo 1b (figura 3.2.1) possuem um líder negativo descendente que atinge a terra e é seguido por um retorno no sentido oposto.

As descargas atmosféricas do tipo 2a (figura 3.2.1) são compostas de um líder ascendente que parte de um objeto baixo aterrado, como por exemplo, uma torre ou topo de uma montanha, deslocando-se em direção à nuvem negativa, é um líder de polaridade positiva.

As descargas atmosféricas do tipo 2b (figura 3.2.1)

têm estágio inicial semelhante às do tipo 2a somente diferenciando-se quando ocorre o retorno descendente.

As descargas atmosféricas do tipo 3a (figura 3.2.1) assemelham-se às do tipo 1a, mas partem de nuvem carregada positivamente, conseqüentemente, o líder tem uma corrente positiva.

Nas descargas atmosféricas do tipo 3b (figura 3.2.1) quando o líder de polaridade positiva atinge a terra, surge o retorno positivo através do qual o líder e parte da carga da nuvem são descarregados.

Nas descargas atmosféricas do tipo 4a (figura 3.2.1) de um objeto baixo aterrado parte um líder de corrente de polaridade negativa, em direção a uma nuvem com carga positiva.

Nas descargas atmosféricas do tipo 4b (figura 3.2.1) o início é similar às descargas do tipo 4a, mas, depois, o líder ascendente é seguido, após 4 a 25 ms, por um severo retorno descendente positivo.

A grande maioria dos raios é de polaridade negativa, o que torna importante os estudos de desempenho dos mesmos, em virtude da diferença das características de isolamento da linha de transmissão de acordo com a polaridade da solicitação.

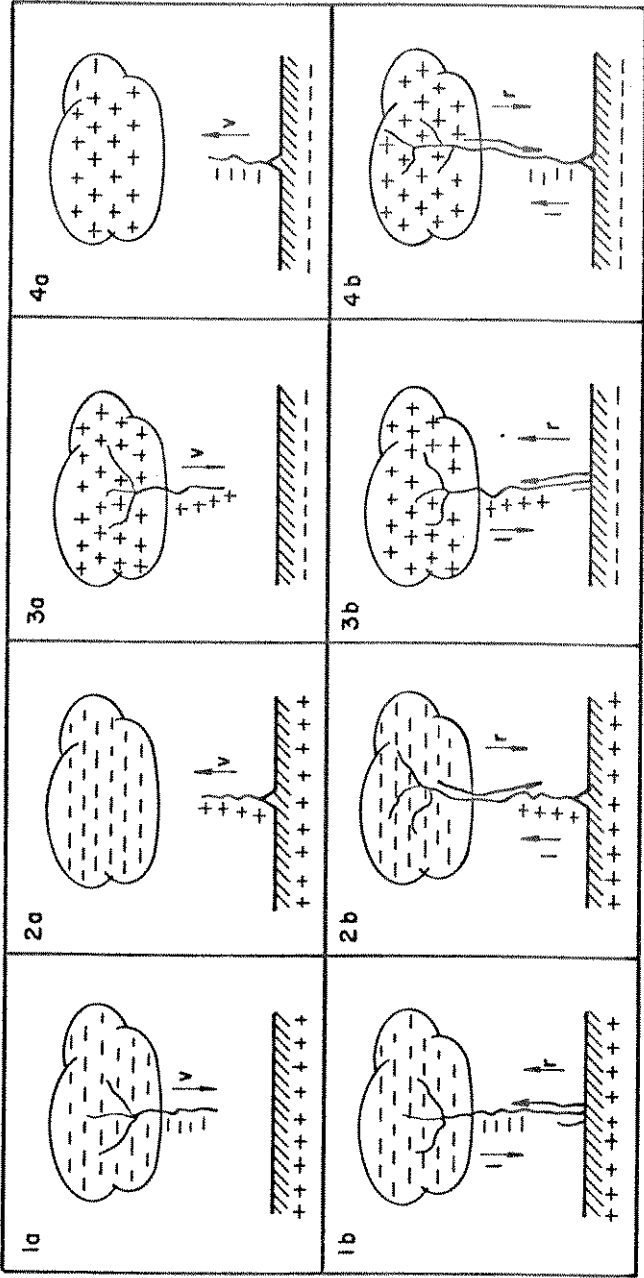


Figura 3.2.1 — TIPOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Quando uma descarga atmosférica atinge uma linha de transmissão, a sobretensão provocada nos condutores pode ter amplitudes bastante elevadas que acarretam o rompimento do isolamento. Isso acontecendo, pode-se formar um arco de potência tornando necessária a operação dos equipamentos de proteção para eliminação da corrente de curto-circuito, que flui através desse arco. O curto-circuito pode ser monofásico, bifásico, ou mesmo trifásico, dependendo da intensidade da sobretensão, ou mesmo ocorrer em dois circuitos simultaneamente no caso de estruturas de circuito duplo.

Uma parcela considerável dos desligamentos das linhas de transmissão é devida a descargas atmosféricas, o que justifica todos os cuidados tomados no projeto de localização dos cabos para-raios e do aterramento das torres.

Ao efetuar o projeto de isolamento de uma linha de transmissão, devem ser considerados todos os problemas decorrentes das sobretensões de origem atmosférica bem como as suas consequências. Para isso são feitos diversos estudos os quais resumimos em:

- estudo de queda direta:  
analisar os problemas decorrentes da queda de raios nos cabos condutores. Através desse estudo faz-se a otimização da posição dos cabos para-raios, em relação aos cabos condutores, tendo em vista a probabilidade de falhas de blindagem.
- estudo de descarga no meio do vão:  
analisar a possibilidade de queda do raio no cabo para-raios e indução nos cabos condutores, que podem provocar ao longo do vão o rompimento do isolamento. Essa ocorrência é de ordem secundária em termos de avaliação do desempenho global da linha de transmissão;
- estudo de queda indireta:  
analisar a queda de raios nos cabos para-raios ou nas proximidades da linha de transmissão. Permite avaliar o número de desligamentos devido às

A análise do desempenho de uma linha de transmissão em relação às solicitações devidas às sobretensões atmosféricas, é bastante complexa, devido ao grande número de parâmetros que devem ser considerados. Em geral o estudo recebe um tratamento estatístico, através do qual se faz a estimativa do desempenho e do aterramento necessário.

Quanto ao aterramento das estruturas, devem ser consideradas:

- baixa resistência de aterramento (em torno de 15 ohms), a fim de que se tenha baixos índices de desligamentos por queda indireta. Para isso são levadas em consideração as características do solo, que podem variar ao longo do trajeto de uma linha de transmissão;
- máxima sobretensão, determinada a partir da propagação de ondas de corrente que alcançam os pára-raios e as torres próximas ao local de ocorrência das descargas atmosféricas.

Um dos parâmetros importantes para a elaboração dos projetos de uma linha de transmissão é o índice de incidência de descargas atmosféricas no percurso dessa linha de transmissão. Esse parâmetro é definido como nível cerâmico, e expressa o número de dias de chuva e tempestade, portanto, de dias possíveis de ocorrência de descargas atmosféricas numa dada região por quilômetro.

Os dados são coletados através de estações meteorológicas espalhadas pelo país, através dos quais é elaborado o mapeamento completo da região com as curvas isocerâmicas. Existem várias equações que relacionam o número de descargas com o nível cerâmico /7/, sendo uma das mais utilizadas:

$$N = 0,12 T$$

N = número de descargas atmosféricas por quilômetro quadrado;

T = nível cerâmico

As correntes devidas às descargas atmosféricas, são caracterizadas por um tempo de crescimento até o valor de crista bastante rápido de 1 a 10 us, seguido de um tempo de decrescimento até alcançar o meio valor, também rápido 50 a 1000 us. Quanto à magnitude das correntes, conforme pode ser visto na figura 3.2.2, 50% das correntes excedem o valor de 25 kA/us. Somente 10% dos valores excedem 80 kA/us e uma pequena porcentagem de 5% são maiores que 100 kA/us. No entanto, eventualmente são encontradas correntes que podem alcançar valores tão altos quanto 200 e até 250 kA/us.

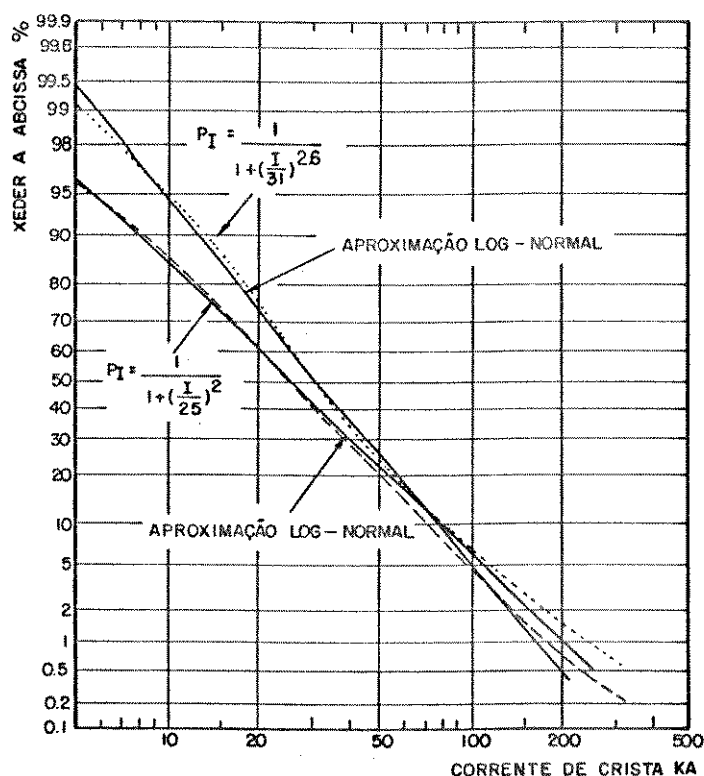


Figura 3.2.2 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DA CORRENTE DE PICO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.

As descargas atmosféricas nem sempre são constituídas pela passagem de uma única descarga, aliás, 55% delas são múltiplas sendo que 90% não excedem a 8 pulsos. O número médio de pulsos por descarga atmosférica é de 3.

A altura dos condutores ao solo está intimamente ligada à maior ou menor quantidade de raios que possam

atingir a linha. De maneira geral, quanto mais próximos do solo, maior será a quantidade de raios interceptados pela terra e, portanto, as solicitações do isolamento serão em menor número. Na definição do traçado de uma nova linha de transmissão é comum estabelecer uma determinada família de torres de diferentes alturas. Uma torre dessa família é escolhida em função das condições topográficas do terreno e do comprimento do vão e por critérios econômicos.

Quando um raio atinge um cabo pára-raios em algum ponto, ocorrerão propagações de onda de tensão e corrente através desse cabo, das torres próximas e dos cabos de aterramento, com reflexões conforme as impedâncias características envolvidas.

As ondas de tensão propagando-se nos cabos pára-raios correspondem a ondas propagando-se nos cabos condutores, acopladas através das relações entre as capacitâncias mútuas e próprias desses cabos. A diferença de tensão entre os cabos pára-raios e os condutores solicita o isolamento entre esses cabos, que é mais fraco na seção correspondente à torre. Quando essa solicitação é superior a um valor crítico de suportabilidade, poderá ocorrer uma descarga entre o condutor e a torre, cujo arco é alimentado pela tensão operativa, provocando um curto-circuito e, em consequência, um desligamento da linha de transmissão.

A suportabilidade dos isolamentos de uma linha de transmissão à solicitação devido a sobretensões atmosféricas é de natureza estatística e pode ser representada por uma curva de probabilidade através de valor médio (V50%) e um desvio padrão.

A suportabilidade dos isolamentos é obtida através de ensaios simulando com detalhes a geometria e as ferragens das torres, condutores e cadeia de isoladores.

### 3.3 - Sobretensões de Manobra

Os surtos de manobra são sintomas de uma sequência de vários fenômenos no sistema, geralmente bastante complexos (figura 3.3.1).

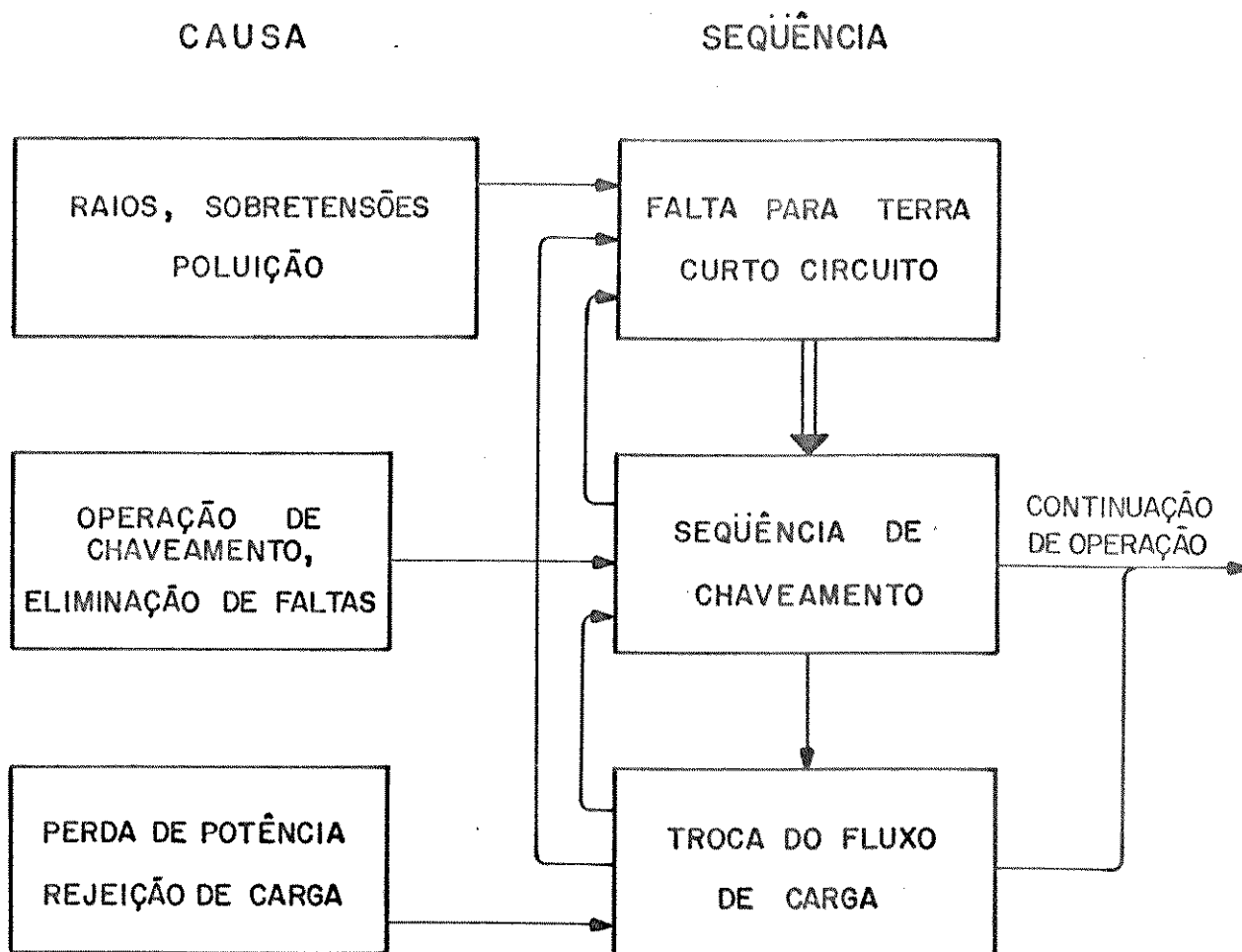


Figura 3.3.1 GERAÇÃO DE SOBRETENSÕES

O rompimento do isolamento pode ser causado por uma falha de isolamento devido à poluição, queda de raio, ou outras sobretensões. Isso resulta em uma falta para a terra e/ou um curto-circuito. Tais faltas são eliminadas através



de uma simples operação de manobra, ou uma sequência de chaveamentos. A operação do sistema é normalizada através de uma religação. Essa sequência de chaveamento pode, entretanto, não obter sucesso ou pode resultar em uma nova falta causada por uma sobretensão. Uma sequência de chaveamentos não é necessariamente resultado de uma falta no sistema, podendo, as vezes, o mesmo efeito ser causado por manobras de rotina.

As operações de chaveamento podem alterar a configuração do sistema variando o fluxo de carga e como resultado variar as condições de tensão do sistema. Isso pode ocorrer por exemplo em eventos, como desligamento de uma linha, perda de potência, rejeição de carga, etc. Nesses casos, uma operação de chaveamento adicional pode ocorrer, devido à sobrecarga resultante do primeiro chaveamento.

Dessa forma, a redução da ocorrência de sobretensões no sistema não pode ser alcançada somente pelo estudo das causas de ocorrências individuais, mas requer um esforço combinado para combater a sequência total, a qual pode causar mais sobretensões no sistema /13, 14/.

As causas das sobretensões de manobra podem ser subdivididas em:

- faltas e má operação, as quais ocorrem no sistema sem a possibilidade de influenciar o tempo de ocorrência;
- operações de chaveamento que ocorrem no sistema como resultado de faltas e má operação têm o propósito de eliminar tais faltas e restaurar as condições normais do sistema. Por serem automáticas, a princípio, o tempo de ocorrência pode ser influenciado;
- chaveamentos normais de rotina.

### 3.3.1 - Ligação e Religação de uma Linha de Transmissão

Mesmo o mais simples dos sistemas de suprimento de potência é uma rede oscilatória com indutâncias,

capacitâncias, resistências e condutâncias. Fenômenos transitórios eletromagnéticos são causados por faltas ou operações de chaveamento. As características desse fenômeno podem ser explicadas, tomando-se, como exemplo, a energização de uma linha simples como a mostrada na figura 3.3.2.

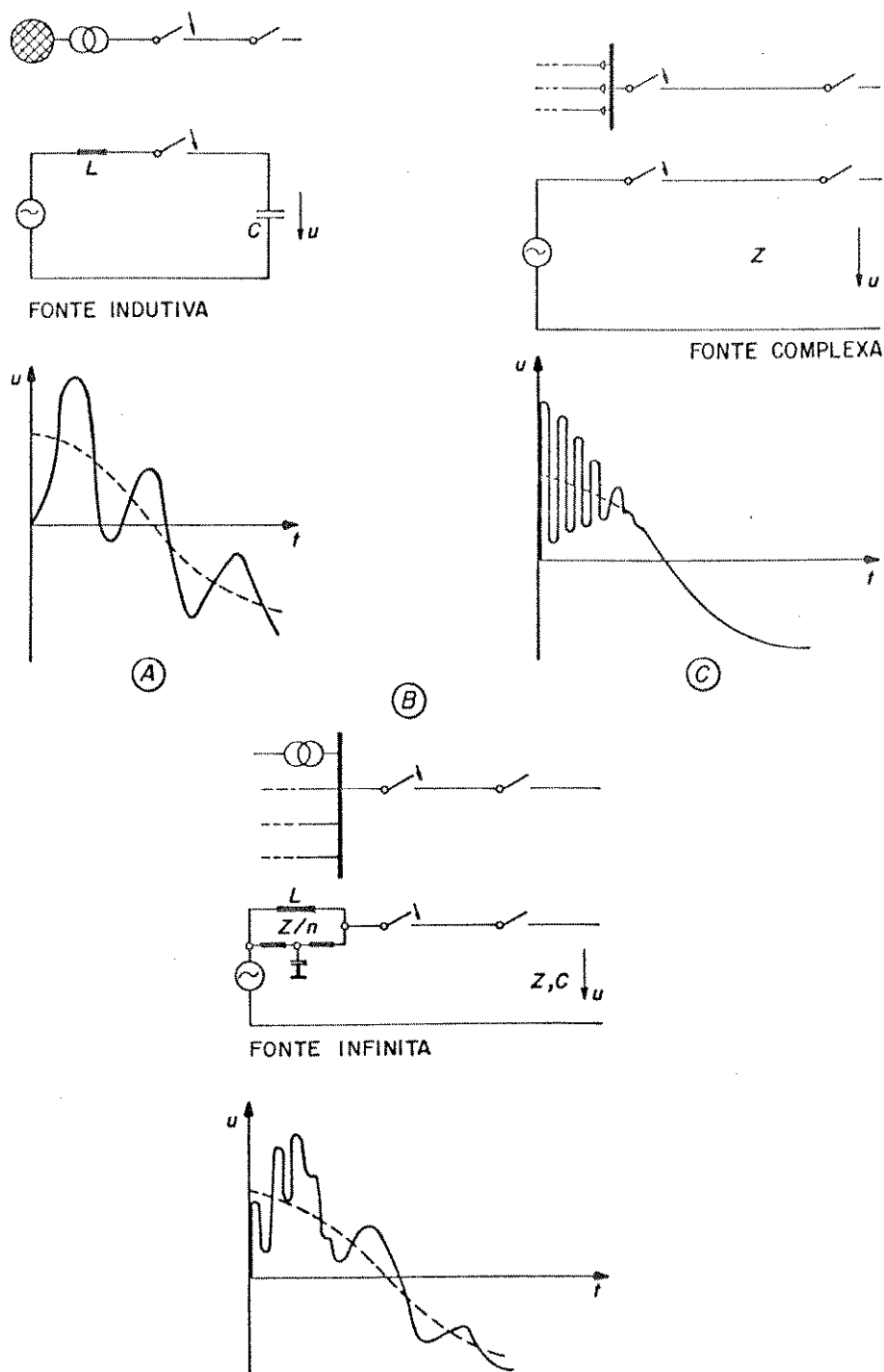


Figura 3.3.2 - TIPOS DE SURTO DE MANOBRA QUE OCORREM ATRAVÉS DA LIGAÇÃO DE UMA LINHA.

A figura 3.3.2a mostra a energização de uma linha aberta através de um transformador. Para simplificar, o transformador é representado por uma indutância  $L$ , e a linha por uma capacitância  $C$ . Se a energização for feita quando a tensão no sistema está no valor máximo, a tensão  $U$  oscila inicialmente ao longo de todo o comprimento da linha, atingindo um valor aproximado de 2 vezes a tensão do sistema.

Na figura 3.3.2b, o barramento ao qual a linha está conectada é alimentado por um determinado número de linhas. Se a linha que está sendo energizada não é maior que as linhas de alimentação, elas representam, para o transitório total, uma impedância característica muito baixa, se comparado com a impedância da linha. Como resultado, na linha a ser energizada ocorrerá um transitório devido as ondas viajantes em sua frequência natural, e a tensão no fim da linha atinge praticamente o dobro do valor do terminal inicial do sistema.

A configuração mostrada na figura 3.3.2c é composta de várias linhas de alimentação da barra e um transformador. Nesse tipo de configuração, o transitório é determinado não somente pela indutância do transformador, mas também pelas reatâncias e/ou impedâncias de surto das linhas conectadas de vários comprimentos.

A sobretensão transitória ocorre em diferentes frequências, e o pico de uma frequência individual não ocorre simultaneamente com as demais frequências. As frequências mais altas são bastante amortecidas no momento em que as tensões de frequências mais baixa atingem seus picos.. O fator de sobretensão no fim da linha é bem abaixo de 2

Esse exemplo mostra duas características básicas da maioria das sobretensões de manobra:

- o fator da sobretensão reduz à medida que a dimensão do sistema aumenta;
- essa redução não é devida ao amortecimento da sobretensão, mas sim à superposição de um número diferente de frequências.

Se uma abertura trifásica é executada em uma linha na ocorrência de uma falta monofásica, uma porção da carga se mantém nas fases "sadias" depois da interrupção. Isso é devido ao fato de que as fases "sadias" representam um capacitor que foi desligado na corrente zero e, conseqüentemente, no pico de tensão.

No caso de religação, o transitório pode ser bastante amortecido, aplicando-se primeiramente uma tensão à linha por aproximadamente 10ms através de um resistor e, subsequentemente, fechando o disjuntor. A dimensão do resistor, que é chamado de resistor de pré-inserção, depende da impedância de surto e particularmente do comprimento da linha. A expansão do sistema e a variação da reatância do curto-circuito do sistema é um fator de influência no projeto do resistor. A inserção de dois ou mais resistores melhoram o amortecimento das sobretensões de manobra.

Na figura 3.3.3 /12/ , são mostrados alguns oscilogramas para a energização e religação de uma linha de 420 kV e 400 Km de extensão, com e sem resistores de pré-inserção.

### 3.3.2 - Desligamento de Pequenas Correntes Capacitivas

O desligamento de bancos de capacitores, bem como de linhas de transmissão sem carga, envolve a interrupção de pequena corrente capacitiva ou corrente nula e, portanto, um corte no pico de tensão. A tensão de restabelecimento através dos contatos da fase do disjuntor que abriu primeiro, pode atingir 1,5 vezes o valor de pico da tensão fase-terra. Enquanto isso, uma tensão de polaridade negativa de 1 pu aparece no terminal de alimentação com um atraso de 10 ms. Tem-se como resultado, nos contatos, uma tensão de até 2,5 vezes o valor de pico da tensão fase-terra. Se essa tensão que é relativamente alta nos contatos, causar o restabelecimento do arco depois de mais de 5 ms, pode resultar em uma sobretensão de valor bastante elevado. Os modernos disjuntores evitam esse problema pelo rápido restabelecimento da rigidez dielétrica entre os contatos, de forma que não ocorram restabelecimentos de arcos e conseqüentes sobretensões.

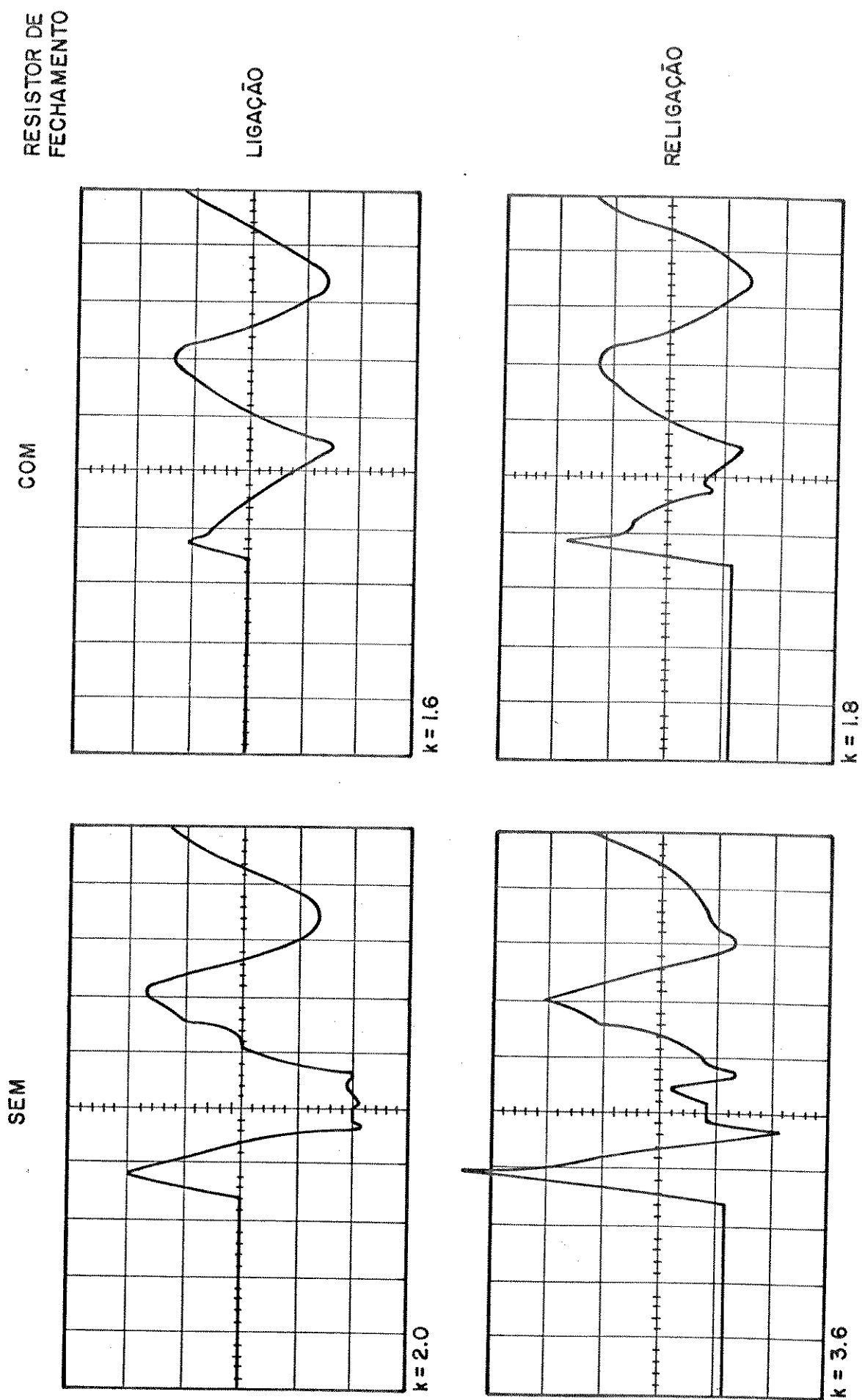


Figura 3.3.3 - FATORES DE SOBRETENSÃO EM LINHA DE 420 kV  
COM EXTENSÃO DE 400 km

### 3.4.3 - Desligamento de Pequenas Correntes Indutivas

Disjuntores são projetados para uma interrupção rápida e segura de altas correntes indutivas de curto-circuito. A interrupção de pequenas correntes indutivas ocorre quando é feito o desligamento de transformadores ou mesmo reatores antes que a corrente passe pelo seu ponto de zero natural. A indutância do circuito entretanto, força uma certa corrente a fluir mesmo depois da interrupção, e ela é desviada para as capacitâncias do enrolamento e/ou linhas ou cabos entre o disjuntor e o transformador ou reator.

### 3.3.4 - Rejeição de Carga

Nos sistemas de corrente alternada, o ângulo de fase entre as tensões na fonte e receptor de uma linha, determina a potência ativa transmitida. Do mesmo modo, a diferença na amplitude ou valor eficaz de tensão determina o fluxo de potência reativa na linha.

Quando a carga com uma componente indutiva no fim da linha é repentinamente desligada, resulta em um aumento de tensão no fim da linha. Um transitório eletromagnético é superposto a tensão nominal e pode causar um surto de tensão no sistema.

Basicamente, uma impedância de carga é conectada à impedância de curto-circuito do sistema. A impedância de curto-circuito é praticamente indutiva enquanto a carga geralmente tem, também, uma componente indutiva. Nesse caso, a tensão gerada é maior que a tensão na carga.

A rejeição de carga resulta na interrupção da corrente de carga e desse modo cancela a queda de tensão na impedância de curto-circuito. A alta tensão gerada aparece no lado dos contatos do disjuntor.

O tipo de carga e sua proporção para a potência de curto-circuito são parâmetros decisivos para o aumento da tensão na rejeição de carga. Tais fatores também determinam a amplitude do transitório.

Qualquer compensação paralela usada tem um efeito

maior na impedância de curto-circuito de uma linha de transmissão de grande extensão. Um sistema de linhas aéreas e transformadores em paralelo e subdivisão de carga pode evitar a ocorrência de 100% de rejeição, ou ao menos reduzir a sua probabilidade.

As consequências da rejeição de carga ou seja, a alta tensão no fim da linha, pode ser evitada por um circuito intermediário de interrupção que abre o disjuntor no lado emissor da linha imediatamente após, ou mesmo juntamente a rejeição de carga. No caso de grandes distâncias, o melhor modo de evitar as altas sobretensões temporárias de rejeição de carga é transmitir somente a potência ativa.

### 3.3.5 - Início da Falta

A falta mais frequente no sistema é o curto-circuito para terra.

Na figura 3.3.4 pode ser vista a ocorrência de uma falta para a terra em um sistema sem neutro aterrado ou com ressonância de aterramento.

Uma falta para a terra causa um aumento na tensão fase-terra. Essa diferença de tensão é também simultaneamente a amplitude do transitório.

Se o valor de pico do transitório ocorre simultaneamente com o valor de pico de tensão do sistema, a sobretensão será, teoricamente, igual a  $\sqrt{3} + 1 = 2,73$  vezes o valor de pico da tensão fase-terra. Na prática, parte dessa amplitude do transitório é retida pela inversão da carga e pela capacitância da linha. A sobretensão geralmente não ocorre em uma única frequência mas sim em multifrequências. Suas amplitudes não ocorrem todas no mesmo momento, por essa razão, sobretensões, devido a uma falta para terra, são geralmente bem menores que 2,7 PU, salvo em casos excepcionais.

### 3.3.6 - Fatores que Influem no Valor de Sobretensão

A seguir apresentamos um resumo dos fatores que mais influenciam no valor da sobretensão de manobra e dispositivos que podem ser usados visando controlar ou atenuar esse valor:

#### a) energização de linhas:

- características da rede de alimentação (potência de curto, número de circuitos, etc.);
- parâmetros e comprimento da linha que será energizada;
- resistores e transformadores ligados à linha;
- diferença de tempo de fechamento dos pólos do disjuntor;
- tensão de barra por onde se energizará a linha.

O valor máximo pode ser controlado ou atenuado através do uso de:

- pára-raios descarregadores de surto;
- resistores de pré-inserção;
- fechamento sincronizado dos pólos do disjuntor.

#### b) religamento trifásico da linha:

- o tipo de defeito que provocou a abertura do disjuntor;
- a carga residual na capacitância da linha;
- a resistência inserida na abertura da linha;
- os dispositivos especiais para descarregar a linha.

Conseguindo-se descarregar a carga residual durante o tempo morto, o valor da sobretensão passa a ser igual ao caso de energização.

#### c) eliminação de curtos-circuitos:

- distância e tipo do curto;
- condições de funcionamento da rede antes do curto;
- sequência de abertura do disjuntor.



d) rejeição de carga:

- sequência de abertura do disjuntor;
- condições de funcionamento da rede;

e) ocorrência de curto:

- ponto de ocorrência da falha;
- instante de ocorrência da falha;
- características de funcionamento da rede.

Na tabela 3.3.1, apresentamos de forma resumida as sobretensões mais frequentes, causadas por chaveamento, e os seus respectivos valores máximos.

Tabela 3.3.1 - VALORES MÁXIMOS DE SOBRETENSÃO DE MANOBRA  
FASE - TERRA

TIPO DE MANOBRA	SEM EQUIPAMENTOS ESPECIAIS		$\sigma$ %	COM RESISTOR (300 a 600 $\Omega$ )	
	VALOR MÁXIMO EM pu			VALOR MÁXIMO	$\sigma$ %
	INÍCIO LINHA	FIM LINHA			
ENERGIZAÇÃO DE LINHAS	1,5 a 2,5	(1) 2,0 a 3,0	15 a 20	1,3 a 2,2	4 a 8
RELIGAMENTO TRIPOLAR	2,0 a 3,0	(2) 3,0 a 5,0	10 a 25	(3) 1,2 a 1,7 1,5 a 2,5	
RELIGAMENTO MONOPOLAR	< 2,0	(4) 1,8 a 2,5 2,25 a 3,25		(4) < 1,8 < 2,3	
ELIMINAÇÃO DE CURTO	< 2,0	< 2,5		(3) 1,5	
REJEIÇÃO DE CARGA	1,25 a 1,75	1,5 a 2,0		(3) 1,5	
OCORRÊNCIA DE CURTOS	1,3 a 1,6	1,6 a 2,2			
ABERTURA DE CARGAS INDUTIVAS	2,5			(3) 1,3 a 1,5	
ABERTURA DE LINHAS EM VAZIO	1,3 a 1,5				

- NOTAS:**
- 1 - USANDO PÁRA-RAIOS DESCARREGADORES DE SURTO ESTES VALORES FICAM ENTRE 2 a 2,2
  - 2 - VALORES INDICADOS SÃO PESSIMISTAS
  - 3 - COM RESISTOR EM ABERTURA
  - 4 - PRESENÇA DE REATORES NA LINHA

## CAPITULO 4 - DESEMPENHO DE CADEIA DE ISOLADORES E GAPS

### 4.1 - Classificação das Solicitações

Todos os aparelhos e equipamentos conectados às linhas de transmissão estão sujeitos a vários tipos de esforços, sejam elétricos ou mecânicos. Esses esforços podem causar falhas de isolação se o sistema de isolamento dos aparelhos/equipamentos não forem dimensionados, ou protegidos adequadamente.

As isolações podem ser divididas em duas classes:

- a) isolação auto-recuperante:  
são isolações que, após a ocorrência de uma descarga disruptiva, recuperam completamente as suas propriedades dielétricas.
- b) isolação não auto-recuperante:  
são isolações que, quando sujeitas a uma descarga disruptiva, não recuperam as suas propriedades dielétricas anteriores.

Isolações auto-recuperantes são, geralmente, mas não necessariamente, isolações externas, enquanto que as não auto-recuperantes são, geralmente, isolações internas.

Dessa forma, as consequências de uma falha na isolação podem ser diferentes conforme o tipo da isolação do sistema, se estas são externas ou internas. Em isolamentos internos como o enrolamento de um transformador, a ocorrência de uma descarga pode ser considerada catastrófica, sendo necessária a instalação de para-raios, a fim de proteger a isolação interna. Por outro lado, em isolação externa, como cadeia de isoladores, as consequências de uma descarga são menos sérias que no caso de transformadores. Neste tipo de isolação, as descargas ocorrem contornando a superfície do isolador, ou seja, através do meio que é o ar, sendo, portanto, o meio dielétrico auto-recuperante.

#### 4.2 - Suportabilidade e Tensão Disruptiva Crítica

A suportabilidade pode ser tratada diferentemente conforme o tipo da isolação. Em uma isolação auto-recuperante pode ser dado um tratamento estatístico ao comportamento da isolação quando submetida as solicitações dielétricas, enquanto que com a isolação não auto-recuperante, isso não pode ser feito por razões econômicas. Na prática, neste ultimo caso, não se admite descargas na isolação. Dessa forma, o termo tensão suportável adquire uma conotação diferente para os dois casos:

- em isolação auto-recuperante, a suportabilidade é definida em termos estatísticos, e é denominada de tensão suportável estatística. Esta tensão tem 90% de probabilidade de ser suportada pela isolação, ou 10% de probabilidade de descarga;
- em isolações não auto-recuperantes, tensão suportável é definida como o valor de crista especificado de uma tensão para a qual não deve ocorrer nenhuma descarga disruptiva, quando submetida a um determinado número de aplicações de tensão.

O comportamento de isolação do tipo auto-recuperante em termos probabilísticos, matematicamente, pode ser representado por uma distribuição normal ou gaussiana.

O valor de tensão que corresponde a uma probabilidade de descarga de 50% é chamada de tensão de 50% ou tensão crítica de descarga.

As suportabilidades das isolações auto-recuperantes são definidas pela curva de probabilidade (P), que é obtida pela tensão crítica de descarga e pelo desvio padrão.

$$P = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^Z e^{-\frac{z^2}{2}} dz$$

onde:

$$Z = \frac{V - \bar{V}}{\sigma} \quad \text{e} \quad \bar{V} = \frac{\sum V}{N}$$

$$\sigma = \left[ \frac{\sum (V - \bar{V})^2}{N} \right]^{1/2}$$

$\bar{V}$  = tensão crítica de descarga  
 $V$  = um determinado valor de tensão  
 $N$  = número de testes

Desenvolvendo os cálculos para uma série de valores de  $Z$  obtém-se uma tabela de probabilidade para curva normalizada. A grande vantagem da utilização da distribuição gaussiana é que conhecidos os valores  $V_{50\%}$  e  $\sigma$ , pode-se obter a probabilidade de ocorrência de qualquer outro valor.

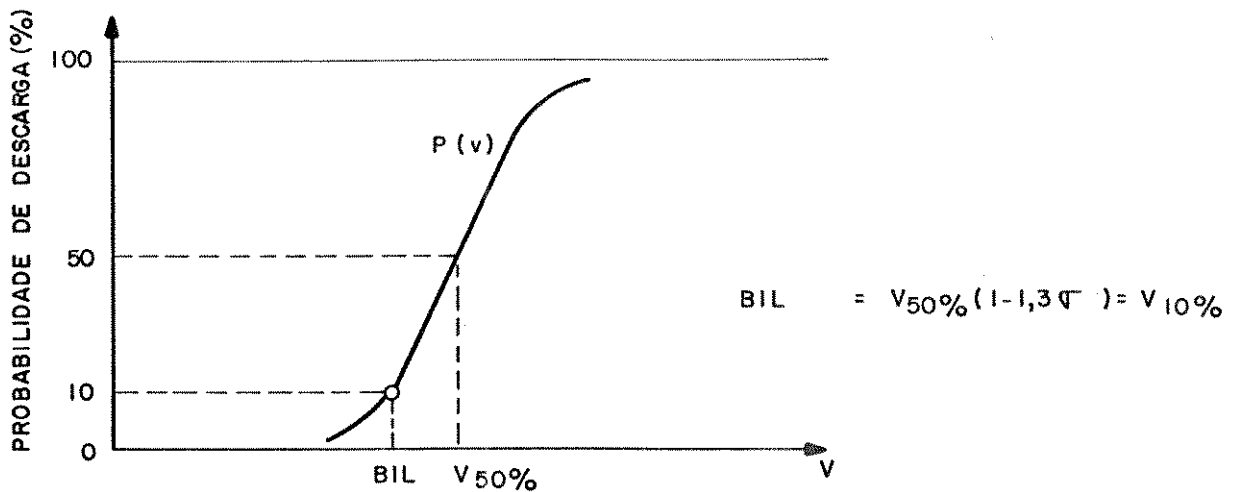


Figura 4.2.1 – PROBABILIDADE DE DESCARGA

Alguns parâmetros da distribuição normal de uso comum na coordenação de isolamento são mostrados na tabela 4.2.1.

A tensão de suportabilidade ( $V_s$ ) é determinada pela relação :

$$V_s = V_{50\%} (1 - 1,3 \sigma)$$

sendo :

$\sigma = 0,03$  para sobretensões de origem atmosférica e

$\sigma = 0,05$  para sobretensões de manobra.

Tabela 4.2.1 - PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO NORMAL

Z	P
-3,0	0,0013
-2,0	0,023
-1,28	0,100
0	0,500
+1,28	0,900
+2,0	0,977
+3,0	0,9987

#### 4.3 - Solicitações Dielétricas

O comportamento dielétrico da isolação depende, também, do tipo da solicitação em que está sujeito o meio de isolação.

As solicitações podem ser de dois tipos:

- a) tensão operativa da linha de transmissão;
- b) sobretensões.

No primeiro tipo, o meio isolante está sujeito a solicitação de forma permanente no valor nominal de tensão do sistema, razão pela qual é dita de solicitação à frequência industrial. Para esse tipo de solicitação, a fim de obter uma operação perfeita do sistema, não se admite a ocorrência de qualquer falha no seu sistema de isolamento.

Quanto às solicitações devidas às sobretensões, estas caracterizam-se pelo tempo de duração, podendo, conforme a sua origem e causa, ser de duração curta, temporária ou de natureza transitória. Para este tipo de solicitação, que é anormal ao sistema, é aceitável a ocorrência de algumas falhas no seu meio isolante.

#### 4.4 - SOLICITAÇÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

As linhas de transmissão estão sujeitas a dois tipos de solicitações dielétricas à frequência industrial:

- a) tensão do sistema;
- b) sobretensão temporária.

A sobretensão temporária ocorre de modo eventual no sistema, e é de duração limitada. A tensão operativa submete o meio de isolamento a uma solicitação constante e contínua. Embora a amplitude das solicitações na tensão de operação do sistema seja menor, comparado aos de condições anormais das sobretensões atmosféricas e/ou de manobras, a sua consideração é bastante importante, pois podem levar à deterioração da isolamento. As características de isolamento variam com o tempo, e descargas disruptivas podem ocorrer se a rigidez dielétrica decrescer a valores consideráveis.

Na figura 4.4.1 apresentamos as curvas características da suportabilidade à frequência industrial da cadeia de isoladores e sua comparação com as diversas configurações de gaps /7/.

Exceto em algumas condições específicas, em geral a suportabilidade da cadeia de isoladores se situa entre as curvas do gap haste-haste vertical e haste-plano. As distâncias mínimas de isolamento exigidas para operação à frequência industrial podem ser determinadas a partir das curvas da figura 4.4.1, porém, deve-se tomar cautela na sua aplicação, visto a tensão disruptiva variar com a configuração geométrica das estruturas utilizadas para o ensaio.

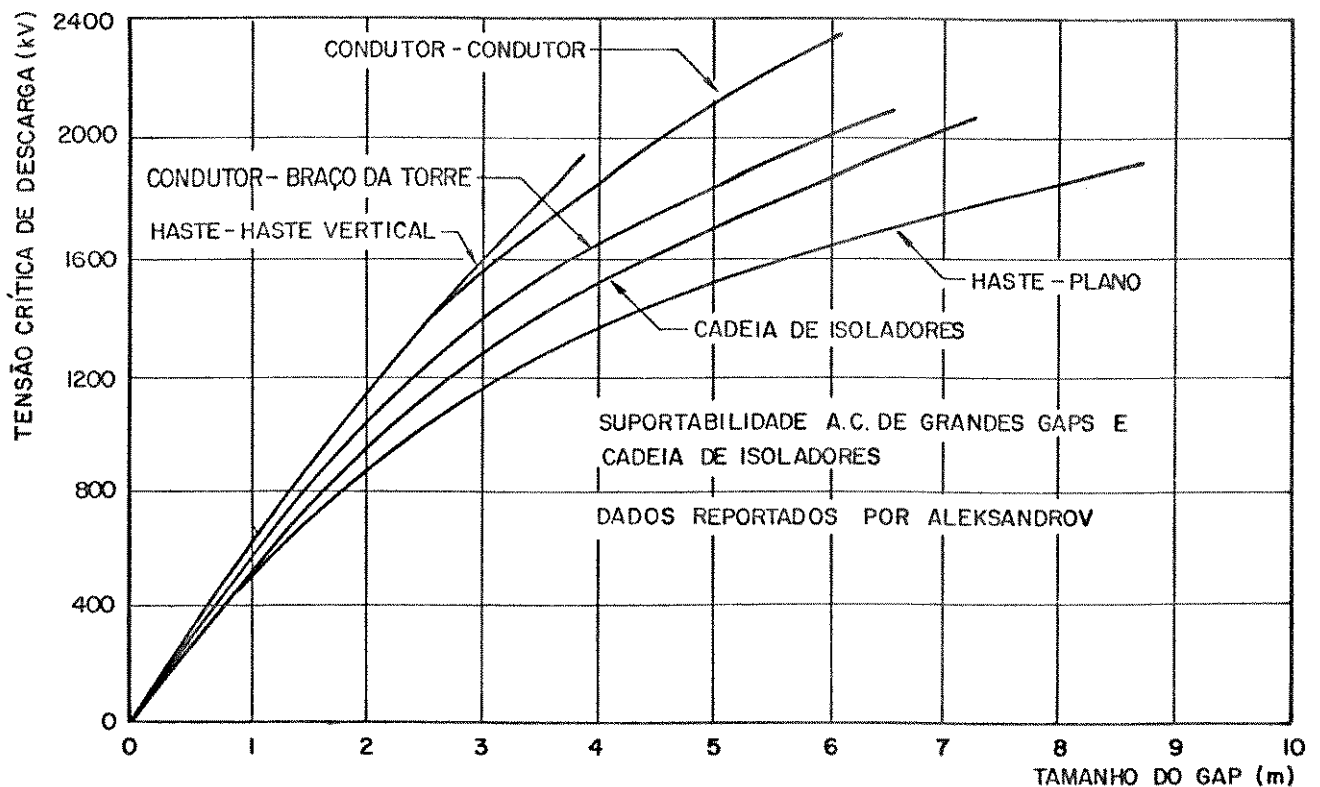


Figura 4.4.1 – SUPTABILIDADE DE GAPS E CADEIA DE ISOLADORES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

De um modo geral, as solicitações à frequência industrial são de importância secundária na determinação das distâncias de isolamento, quando comparadas às sobretensões de manobra e de origem atmosféricas.

#### 4.5 - Solicitações a Sobretensões Atmosféricas e de Manobra

Os potenciais produzidos nos isolamentos devidos às descargas atmosféricas são perigosos para os equipamentos e sistemas elétricos. Se estes potenciais excederem à rigidez dielétrica dos isolamentos, podem ocorrer descargas disruptivas ou perfurações. As descargas disruptivas de isolamentos externos geralmente não causam danos em equipamentos, pois são auto-recuperantes. Na pior das hipóteses, podem ocasionar desligamentos de curta duração devidos a danos em cadeia de isoladores. Isolamentos internos, em geral óleos, papéis ou materiais isolantes sintéticos, que isolam o cabo de alta tensão da terra, em equipamentos cujos custos são bastante elevados, como transformadores, geradores, reatores, capacitores, disjuntores, etc. Uma falha nesse tipo de isolamento leva a desligamentos de longa duração, sendo, por exemplo, um dano em um desses equipamentos devido ao arco de potência.

Os isolamentos de sistemas elétricos devem ser projetados para suportar as sobretensões de origem atmosférica, e são verificadas em laboratórios antes das suas instalações.

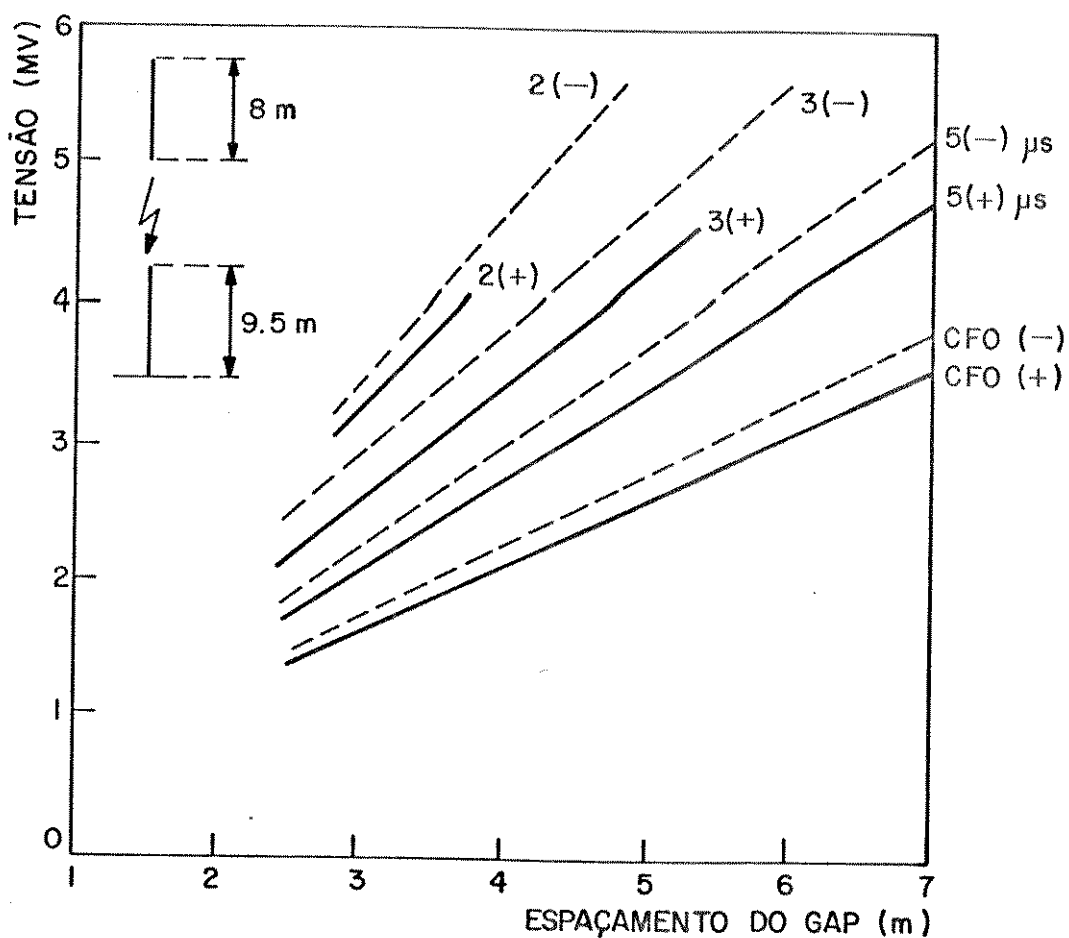
Ensaio exaustivos feitos em laboratórios têm mostrado que a tensão de descarga disruptiva de isolamentos externos é substancialmente proporcional ao comprimento do gap e que o valor da tensão de descarga de polaridade positiva é significativamente menor que os de polaridade negativa.

Nas figuras 4.5.1 e 4.5.2 são mostradas as curvas características de tensão de descarga para gaps e cadeia de isoladores /32/, em vários tempos de descarga. Nas figuras são mostradas as características de descarga de ambas as polaridades e de descargas com tempos de ocorrência de 10 us a tempos bastante pequenos, próximos ao tempo de crescimento da onda (1,2 us). O comportamento das curvas obtidas é bastante semelhante, independentemente da dimensão do gap, da polaridade e do tempo de descarga.

Quanto às solicitações de manobra, estas se tornam importantes para projetos de isolamentos de sistemas de transmissão de tensão acima de 345 kV.



Muitos resultados de laboratórios tem mostrado que a tensão de descarga disruptiva de impulsos de manobra, para os vários arranjos geométricos, aumentam com a duração do tempo de frente do surto. O valor mais baixo está entre 100 a 500 us. O efeito do tempo de meio valor é bastante pequeno pois a descarga quase sempre ocorre antes, ou no pico da onda.



**Figura 4.5.1 – CARACTERÍSTICAS DE DESCARGA À IMPULSO (1,2 x 50 μs) DE GAPS HASTE-HASTE**

A figura 4.5.3 ilustra a relação típica da tensão com o tempo para descarga de um gap haste-haste de 3 metros, e um gap condutor-plano.

Na figura 4.5.4 podemos observar a característica da tensão de descarga de impulsos positivos (1,2/50 us e 200/2000 us) e frequência industrial para gaps do tipo

haste-haste. Observe a ocorrência de uma queda rápida em impulsos de manobra com o crescimento do gap. Essa redução na rigidez dielétrica leva necessariamente ao aumento do isolamento, o que torna os custos dos projetos de UAT bastante elevados.

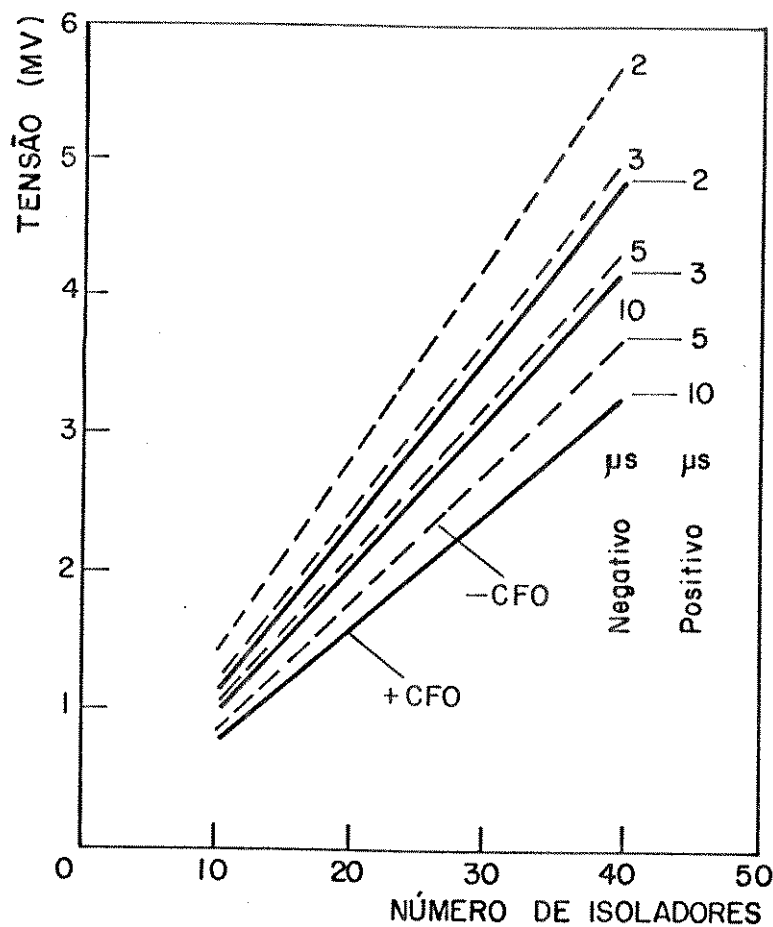


Figura 4.5.2 - CARACTERÍSTICAS DE DESCARGA A IMPULSOS (1,2 x 50 us) DE GRANDES CADEIAS DE ISOLADORES

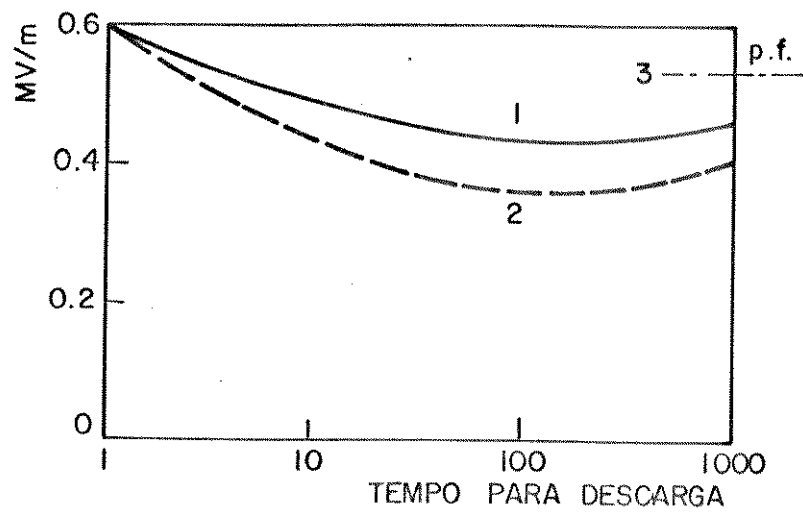


Figura 4.5.3 - RELAÇÃO ENTRE TENSÃO DE DESCARGA  
POR METRO E TEMPO PARA DESCARGA (GAP=3 m)  
1 - GAP HASTE - HASTE  
2 - GAP CONDUTOR - PLANO  
3 - FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

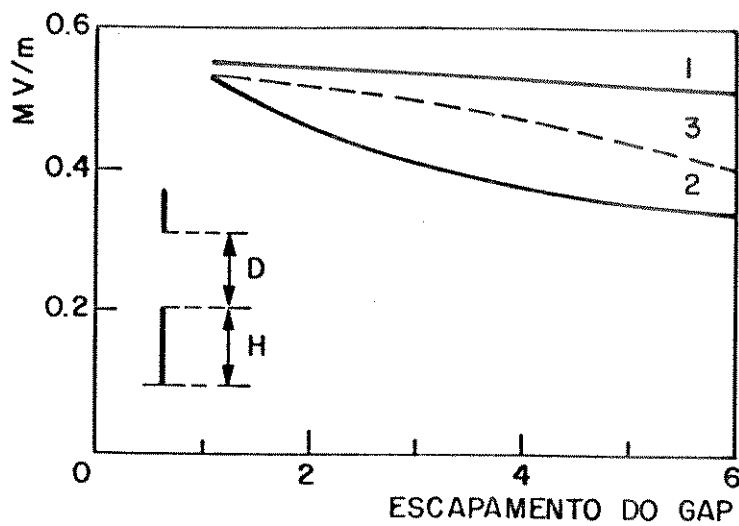


Figura 4.5.4 - RELAÇÃO ENTRE TENSÃO DE DESCARGA E  
TAMANHO DO GAP PARA:  
1 - 1,2 / 50  $\mu$ seg  
2 - 200 / 2000  $\mu$ seg  
3 - FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

Todas as pesquisas tem mostrado que para quase todas as configurações de gaps de interesse prático, as tensões de descarga de impulsos de manobra de polaridade positiva resultam em valores menores que os de polaridade negativa. Portanto, em projetos de isolamento é mais importante a consideração das solicitações de impulsos de manobra de polaridade positiva.

Com impulsos de manobra a configuração do gap afeta fortemente o valor da tensão de descarga. Em gaps cuja configuração de campo é fortemente não uniforme, a forma de ambos os eletrodos afetam a formação e a propagação dos streamers, influenciando dessa forma diretamente na tensão de descarga. Essa é a razão dos diferentes valores observados para as várias configurações de estruturas.

Assim, para que se possa determinar as características de descarga de um determinado gap, é de fundamental importância a definição exata da forma dos eletrodos e do gap.

Segundo Paris /16, 17/ a tensão crítica de descarga ( $V_{50\%}$ ), em qualquer configuração submetida a impulsos de manobra, é proporcional a um gap haste-plano de mesmo espaçamento. Essa proporcionalidade é denominada de fator de gap  $K$  e está relacionado à geometria dos eletrodos.

A presença de elementos estranhos ao gap, modifica a configuração geométrica total, refletindo diretamente no fator de gap, ou seja, alterando os mecanismos de formação de descarga, portanto, também os valores da tensão crítica de descarga  $V_{50\%}$ .

A figura 4.5.5 mostra o comportamento de um gap com e sem a presença de isoladores obtido por Paris e Cortina /16/. A característica típica das curvas da tensão de descarga do gap se mantém, no entanto, observa-se que os valores da tensão de descarga são levemente reduzidos com a presença de isoladores. Essa redução da tensão de descarga está associada ao aumento do fator de gap  $K$ .

Em impulsos de manobra de polaridade negativa a influência da introdução de isoladores no gap é, em geral, considerável e extremamente variável com o tipo do gap, não

sendo possível estabelecer nenhuma relação entre a variação da tensão de descarga e a existência de um fator de gap.

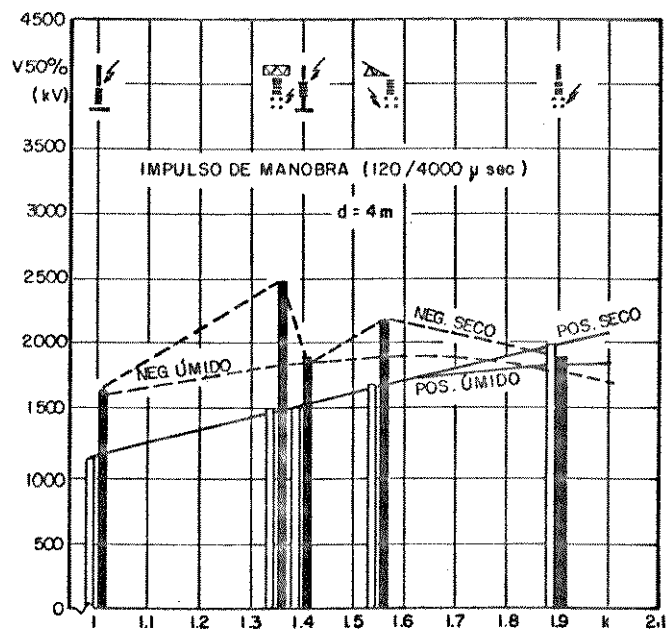


Figura 4.5.5 – V 50% A IMPULSO DE MANOBRA, DE GAPS COM ISOLADORES EM FUNÇÃO DO FATOR DE GAP K

A partir dos resultados, Paris e Cortina /16, 17/, mostraram que em gaps longos de 2 a 8 metros, a tensão crítica de descarga V50%, para impulso de manobra de polaridade positiva, pode ser determinada pela seguinte expressão:

$$V_{50\%} = K \cdot 500 \cdot d^{0,6} \quad (\text{kV})$$

onde:

- V50% = tensão crítica de descarga (kV)
- K = fator de gap relacionado a geometria dos eletrodos.
- d = espaçamento do gap (m)

Para gaps haste-plano o fator K é assumido como sendo igual a 1. Ou seja; o fator K representa nesta expressão o fator de proporcionalidade da tensão crítica de descarga V50% de gap de qualquer geometria com o gap haste-plano de mesmo espaçamento, ou;

$$K = \frac{V50\%}{V50\% \text{ (haste-plano)}}$$

A expressão deduzida por Paris e Cortina é aplicável somente para impulsos de manobra de tempo de frente onda constante. Uma expressão mais geral foi posteriormente deduzida por Gallet e Leroy /18/, a partir de estudos efetuados no Laboratório "Les Renardieres" da EDF em gaps do tipo haste-plano. Esta expressão fornece com razoável precisão a tensão crítica de descarga em qualquer configuração, tempos de crista para espaçamento entre eletrodos de 1 a 30 metros.

$$V50\% = K \frac{3450}{1 + \frac{8}{d}}$$

onde:

$$\begin{aligned} V50\% &= \text{tensão crítica de descarga (kV)} \\ d &= \text{espaçamento do gap (m)} \\ K &= \text{fator de gap} \end{aligned}$$

Na expressão do fator de gap K, observa-se que somente a função V50% (haste-plano) é influenciado pela forma de onda da tensão de impulso de manobra, enquanto que o fator de gap K em si depende somente da geometria do gap, portanto, da distribuição do campo no gap. Os parâmetros que influenciam o fator de gap K tem sido estudados e extensivamente discutido por Schneider e Weck /19/. Esses autores mediram o fator de gap K para diferentes geometrias de gap e espaçamentos em enormes tanques eletrolíticos fazendo-se o modelamento em escala desses gaps.

Na tabela 4.5.1 apresentamos um resumo dos fatores de gap K para diversos tipos de estruturas com e sem a presença de cadeia de isoladores.

A tensão crítica de descarga V50% de isolamentos externos sujeitos a sobretensão de manobra depende de alguns fatores que podem ser agrupados em quatro categorias:

- a) parâmetros geométricos principais:  
estão incluídos nesta categoria a distância do gap, tipo do eletrodo de alta tensão, distância a outras estruturas, tamanho da estrutura, altura acima do plano de terra, etc.. Tais parâmetros são os que determinam basicamente a distribuição de campo elétrico na descarga do gap;
- b) parâmetros geométricos secundários:  
estão incluídos nesta categoria o tipo e o tamanho das ferragens de alta tensão e de terra, características dos isoladores, etc.. Tais fatores são responsáveis por pequenas modificações da distribuição de campo no caminho da descarga e sua influência deve ser levada em conta como uma primeira aproximação, através de pequenas correções;
- c) parâmetros elétricos:  
estão incluídos nesta categoria a polaridade e a forma de sobretensão, as quais afetam as características básicas dos estágios de streamer e líder na descarga;
- d) condições atmosféricas:  
estão incluídos nesta categoria a pressão atmosférica, umidade, chuva, contaminação leve, etc.

Todos esses aspectos são levados em consideração como uma primeira aproximação, através de correções

As configurações geométricas de gaps de linhas de transmissão encontradas na prática são complexas e nem sempre as expressões de Paris e Cortina ou Gallet e Leroy são diretamente aplicáveis. Nesses casos, a tensão crítica

V50% de impulsos de manobra de polaridade positiva é determinada a partir de um fator de gap aproximado. Esse método leva em consideração a distribuição de potencial ao longo do gap.

$$K = 2,5 \frac{V_{40\%}}{V_{90\%}} + 0.45$$

onde:

K = fator de gap

$\frac{V_{40\%}}{V_{50\%}}$  = relação entre os potenciais de 40% e 90% do comprimento do gap partindo do eletrodo aterrado

A influência do tipo do condutor, no caso de subcondutores, pode ser considerada fazendo-se:

$$K (\text{subcondutores}) = K (\text{singelo}) + 0.01 (N - 2)$$

onde:

K (subcondutores) = fator de gap para subcondutores

K (singelo) = fator de gap para 1 condutor

N = número de subcondutores

Em relação ao comportamento de gaps com e sem isoladores quando sujeitos a impulsos de origem atmosférica (1,2/50 us), observamos nas figuras 4.5.6, 4.5.7 e 4.5.8 Paris e Cortina /16/, que a introdução de isoladores nos gaps resulta em considerável mudança no comportamento do gap. Para todos os gaps sem isoladores, as características da tensão de descarga x espaçamento podem ser representadas por retas passando pela origem dos eixos, enquanto que para certos tipos de gaps com isoladores, ocorre a saturação da tensão de descarga em uma ou ambas as polaridades.



TABELA 4.5.1 - FATOR DE GAP

TIPO DE GAP		FATOR K	
		S/CAD	C/CAD
HASTE - PLANO		1,0	1,0
HASTE - ESTRUTURA (abaixo)		1,05	
CONDUTOR PLANO		1,15	
CONDUTOR - JANELA		1,20	1,15
CONDUTOR - ESTRUTURA (abaixo)		1,30	
HASTE HASTE (H= 3 m abaixo)		1,30	
CONDUTOR ESTRUTURA (acima aterrado)		1,35	1,30
HASTE HASTE (H= 6 m abaixo)		1,40	1,30
CONDUTOR - ESTAIS		1,40	
CONDUTOR - BRAÇO TORRE		1,55	1,50
CONDUTOR - HASTE (3m abaixo)		1,65	
CONDUTOR - HASTE (6m abaixo)		1,90	
CONDUTOR - HASTE (acima)		1,90	1,75

O comportamento encontrado para gaps com isoladores, sob impulsos de origem atmosférica (figura 4.5.8) não fornece condições para que expressem as variações da tensão de descarga V50% em função do fator de gap K.

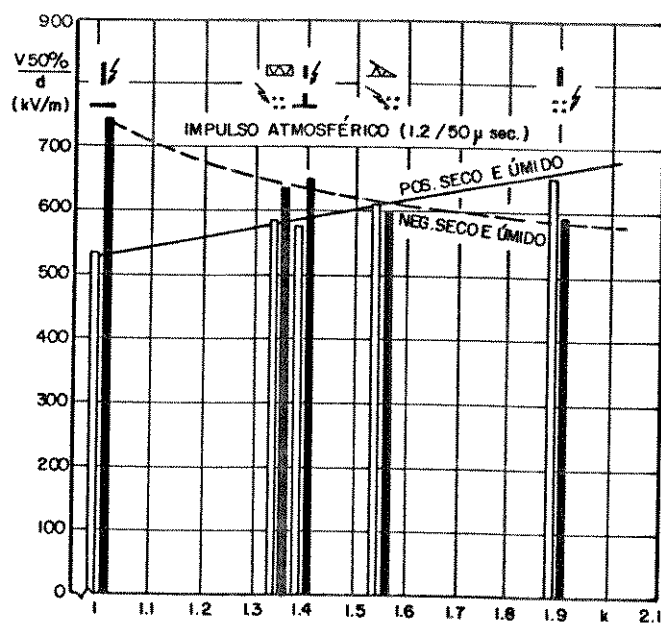


Figura 4.5.6 - V 50% A IMPULSO ATMOSFÉRICO, DE GAPS SEM ISOLADORES EM FUNÇÃO DO FATOR DE GAP K

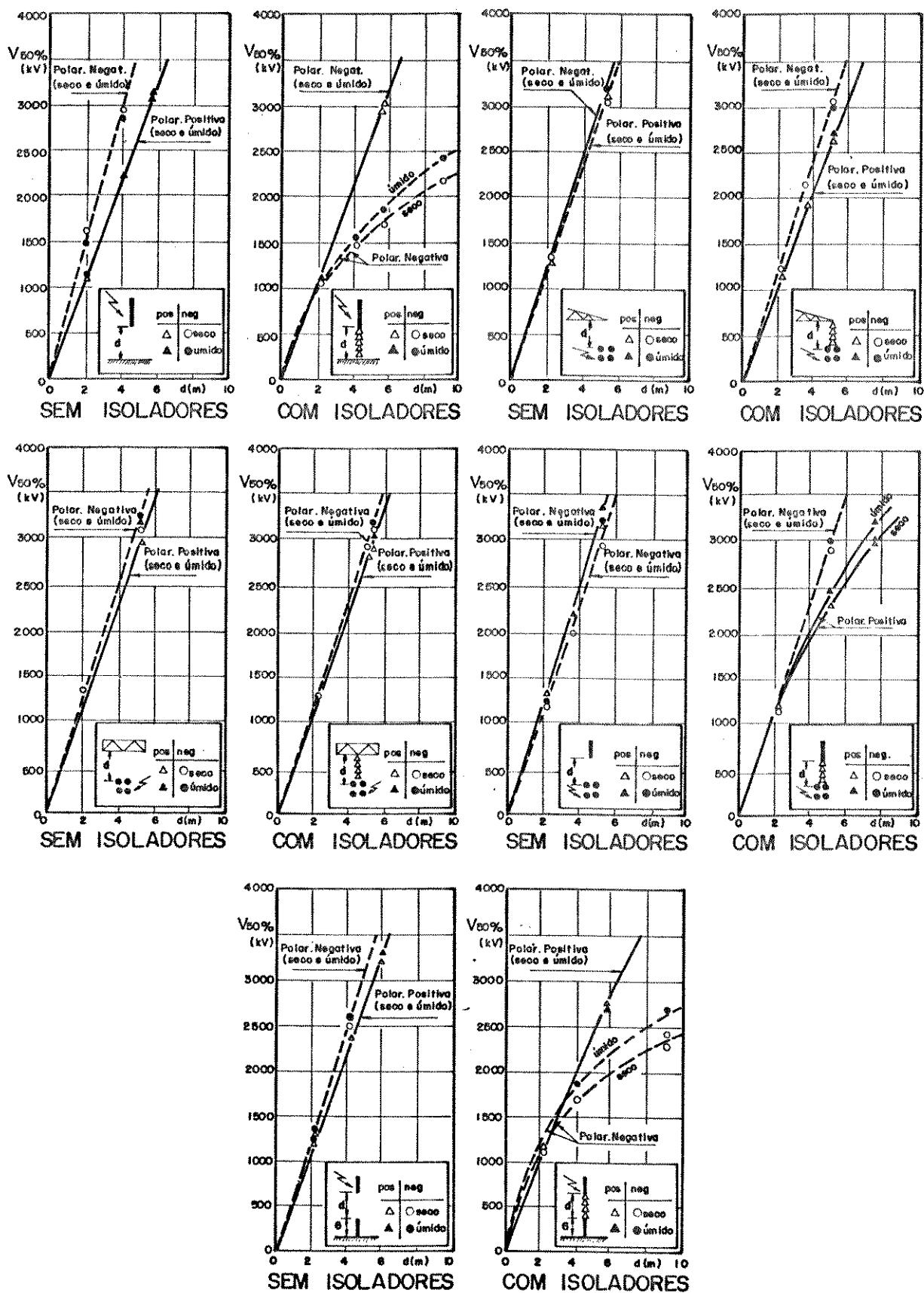


Figura 4.5.7 – SUPORTABILIDADE DE GAPS, COM E SEM ISOLADORES, A IMPULSOS ATMOSFÉRICOS (1,2 / 50  $\mu$ s)

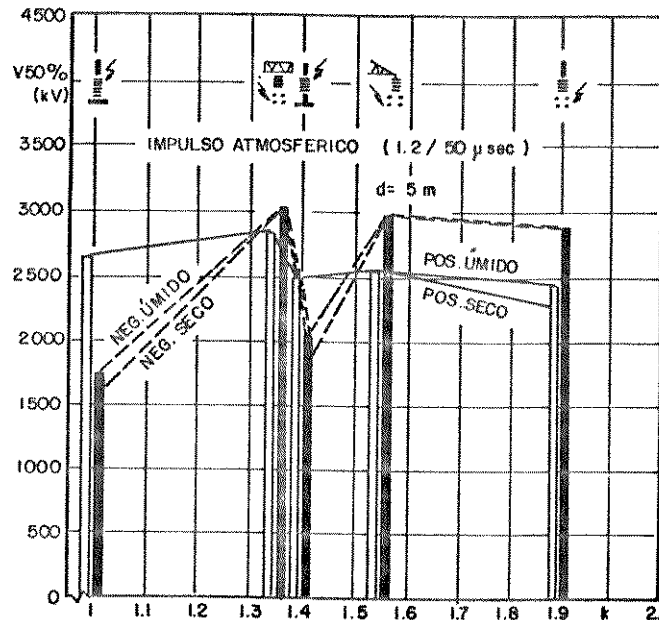


Figura 4.5.8 - V50% A IMPULSO ATMOSFÉRICO, DE GAPS COM ISOLADORES EM FUNÇÃO DO FATOR DE GAP K

#### 4.6 - Fatores que Influem no Desempenho das Cadeias de Isoladores

##### 4.6.1 - Condições Climáticas

As condições meteorológicas desfavoráveis afetam a rigidez dielétrica dos isolamentos. A ocorrência de ventos fortes, chuva e poluição atmosférica, podem ser fatores determinantes na escolha de alguns isolamentos. No que tange a ventos fortes, os mesmos podem provocar uma grande deflexão nas cadeias de isoladores do tipo suspensão, fazendo com que o condutor se aproxime das partes aterradas da estrutura, diminuindo a distância fase-terra. Como o gap formado pelo condutor-cadeia de isoladores e a estrutura encontra-se em solicitação contínua, aumenta o risco de ocorrência de uma descarga disruptiva /20, 21, 22/.

A suportabilidade das cadeias de isoladores das linhas de transmissão são altamente dependentes da taxa de chuva. Nas cadeias de isoladores tipo suspensão, o fluxo de chuva altera a distribuição do campo elétrico aumentando o gradiente. Uma taxa de chuva da ordem de 5 milímetros/minuto causa uma redução na tensão crítica de descarga da ordem de 30%, se comparada com isoladores secos, conforme pode ser observado na figura 4.6.1.

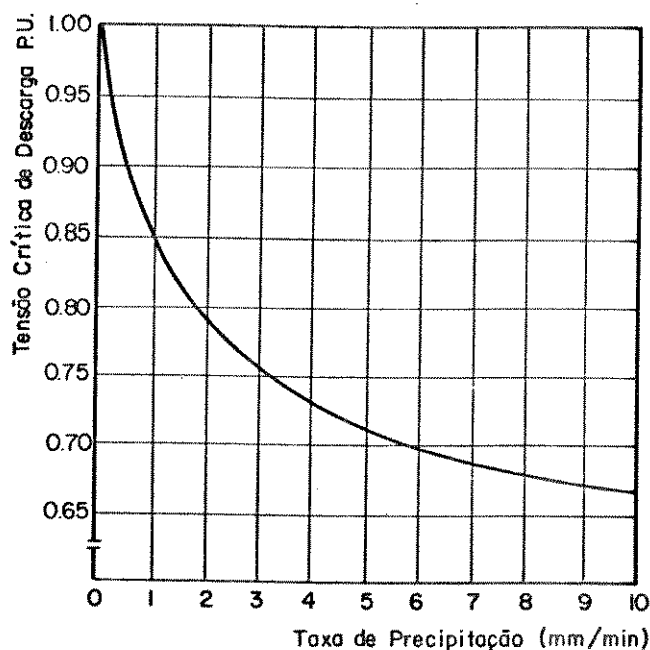


Figura 4.6.1 - VARIAÇÃO DA TENSÃO CRÍTICA DE DESCARGA À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL COM A PRECIPITAÇÃO DE CHUVA

A suportabilidade de cadeia de isoladores à frequência industrial é altamente dependente da taxa de chuva. Para as cadeias de isoladores do tipo vertical, a influência está no gotejamento ou fluxo de água da primeira para a última unidade. Esse fluxo causa uma distorção no campo elétrico com um aumento no gradiente e redução da suportabilidade.

Em impulsos de origem atmosférica, a presença de chuva não provoca qualquer efeito que mereça ser

considerado. Exceto no caso de chuva intensa com formação de forte fluxo de água nos isoladores mais altos para os mais baixos.

Os dados disponíveis indicam que para impulsos de manobra de polaridade positiva, a suportabilidade de gaps e cadeia de isoladores, é levemente afetada, podendo ocorrer uma redução na suportabilidade de até 5%.

Em termos de impulsos de manobra de polaridade negativa a influência é significativa. Em alguns casos a redução da suportabilidade leva a obtenção de valores de impulsos de manobra de polaridade negativa iguais ou até menores que aqueles encontrados na polaridade positiva. A taxa de chuva e a configuração da cadeia de isoladores "V" ou "I" tem efeito na redução a essa polaridade.

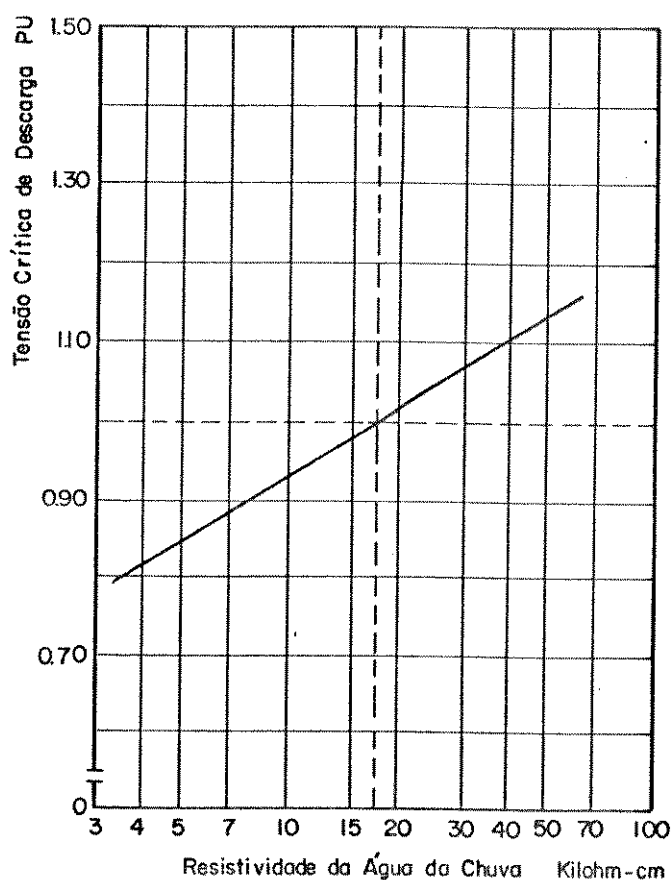
A tensão crítica de descarga das cadeias de isoladores depende também da resistividade da água da chuva, a qual, por sua vez, varia com os poluentes do ar, sais, produtos químicos, cimento e outros materiais captados pela chuva.

No início da chuva a resistividade da água é baixa, aumentando com o decorrer do tempo. A figura 4.6.2 permite obter os fatores de correção da tensão crítica de descarga à frequência industrial com a variação da resistividade da água da chuva para uma taxa de precipitação de 5 milímetros/minuto.

Outro fator importante na tensão crítica de descarga é a condição atmosférica (densidade e umidade do ar). Em geral, a presença da umidade aumenta a resistência do gap ou cadeia de isoladores, pois, quanto maior a presença de moléculas de água no ar, maior a probabilidade de captura de elétrons, que fazem parte da formação da avalanche, responsáveis pelo início de uma descarga. Mas, tal benefício desaparece quando ocorre condensação na superfície dos isoladores. A densidade do ar também afeta a rigidez dielétrica, visto que altera a temperatura e a pressão barométrica.

A suportabilidade do ar diminui a altas altitudes, onde a densidade do ar é menor. Portanto, quando se projeta

isolação de linhas de transmissão em locais de grandes altitudes, é importante investigar a relação entre a suportabilidade da cadeia e a densidade do ar.



**Figura 4.6.2 – FATOR DE CORREÇÃO DE V 50% EM FUNÇÃO DA RESISTIVIDADE DA CHUVA**

Os resultados de estudos feitos em 3 laboratórios /23/, Suvereto (Itália) no nível do mar, Apollo (Africa do Sul) a 1540 metros de altitude e Irapuato (México) a 1800 metros acima do mar, visando analisar a influência da densidade do ar na suportabilidade de gaps, são apontados nas figuras 4.6.3 a 4.6.8.

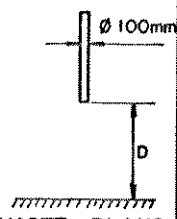
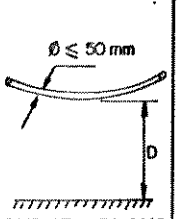
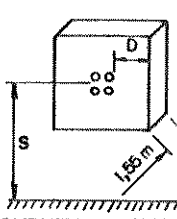
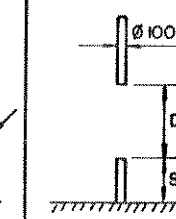
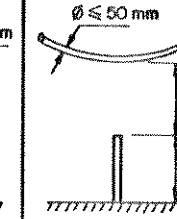
CONFIGURAÇÃO					
FATOR DE GAP	1.0	1.15	1.2	1.2 - 1.3	1.3 - 1.5
DISTÂNCIAS D (m) S (m)	1 - 8 / 	5 / 	3 - 5.5 17	5 1.67 - 5	5 1.67 - 5
ISOLADORES	SEM E COM	SEM	SEM	SEM E COM	SEM

Figura 4.6.3 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS GAPS TESTADOS

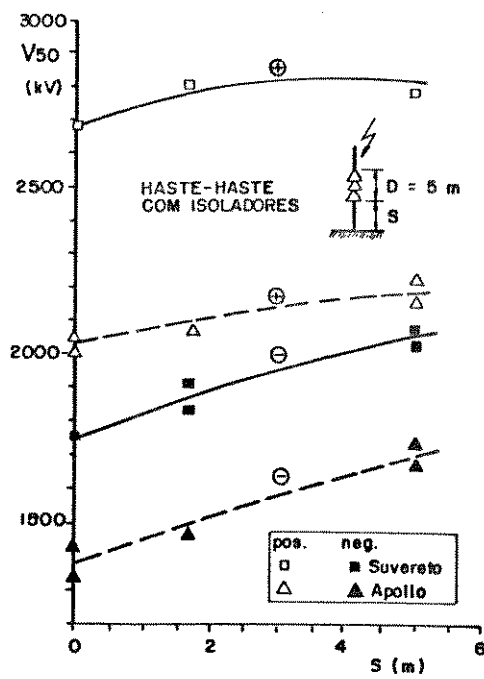


Figura 4.6.4 – DEPENDÊNCIA DE  $V_{50\%}$ , EM RELAÇÃO A DENSIDADE DO AR, PARA IMPULSOS DE ORIGEM ATMOSFÉRICA

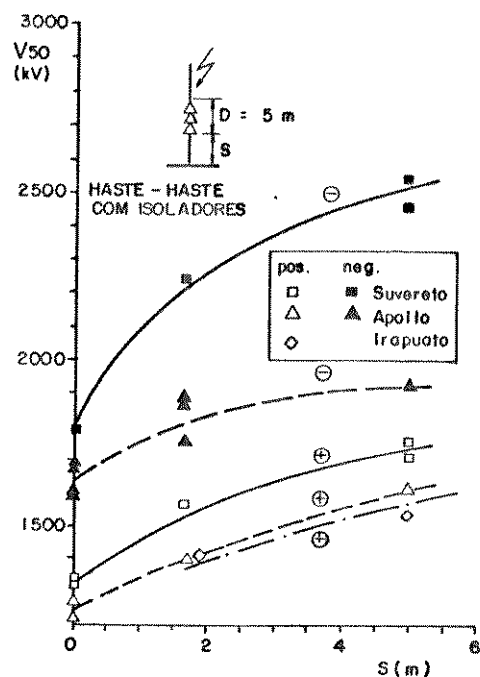


Figura 4.6.5 - DEPENDÊNCIA DE  $V_{50}\%$ , EM RELAÇÃO A DENSIDADE DO AR, PARA IMPULSOS DE MANOBRA

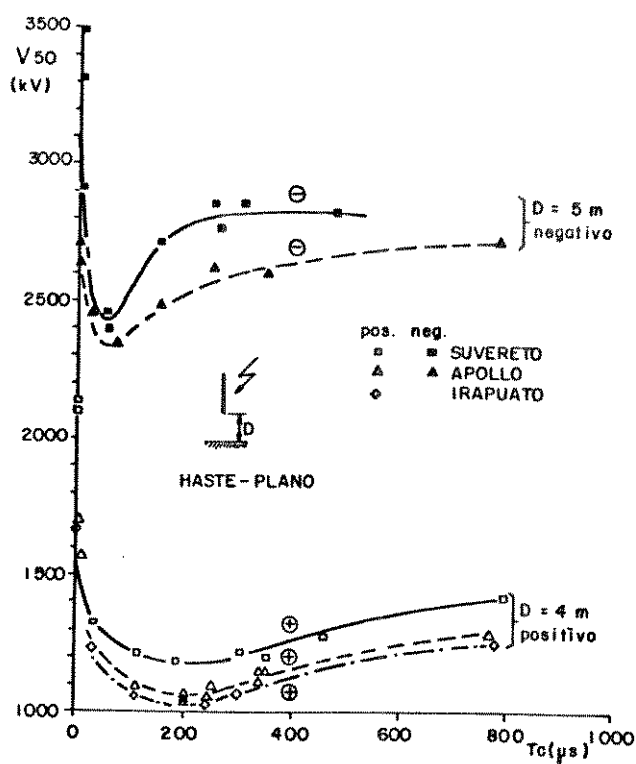


Figura 4.6.6 - DEPENDÊNCIA DE  $V_{50}\%$ , EM RELAÇÃO À DENSIDADE DO AR, VARIANDO-SE A FORMA DO IMPULSO



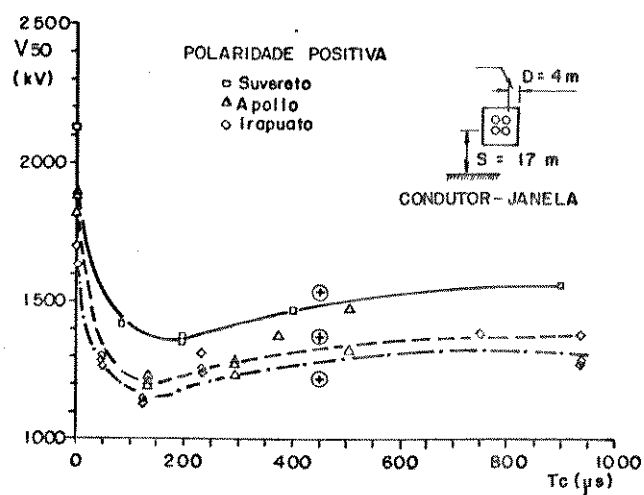


Figura 4.6.7 - DEPENDÊNCIA DE  $V_{50\%}$ , EM RELAÇÃO À DENSIDADE DO AR, VARIANDO-SE A FORMA DO IMPULSO  
GAP CONDUTOR - JANELA

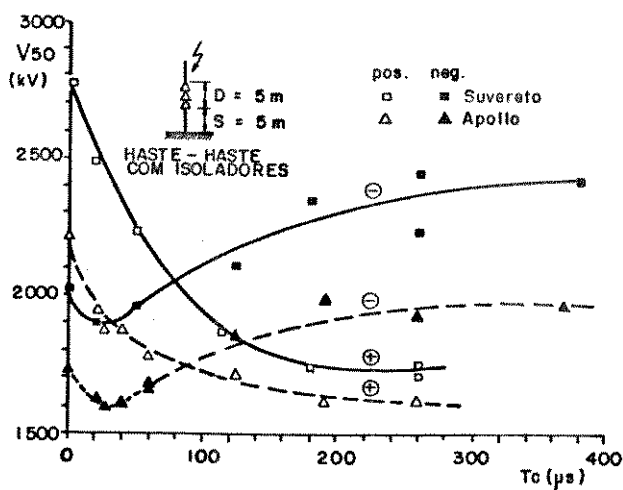


Figura 4.6.8 - DEPENDÊNCIA DE  $V_{50\%}$ , EM RELAÇÃO À DENSIDADE DO AR, VARIANDO-SE A FORMA DO IMPULSO  
GAP HASTE - HASTE COM ISOLADORES

Os resultados mostram que a influência da densidade do ar na suportabilidade a impulsos é uma complexa função da geometria dos eletrodos, do comprimento do gap, da forma do impulso e de sua polaridade. Os fenômenos físicos associados ao processo de descarga podem ajudar a racionalizar os dados e estabelecer um procedimento geral. Uma aproximação semi-empírica que expressa o fator de correção como função de um parâmetro  $G$  é definido como a razão do gradiente de tensão médio através do gap para o gradiente de tensão médio através do streamer positivo. Esse parâmetro leva em consideração a geometria do eletrodo, comprimento do gap, forma e polaridade do impulso.

Dessa forma, devem ser consideradas as correções climáticas /24/ na determinação da tensão de suportabilidade.

#### 4.6.2 - Poluição Atmosférica

A contaminação da superfície dos isoladores por poluentes, como cimento, fuligem, produtos químicos, sais, poeira e outros, é responsável por inúmeros desligamentos em outros países e também no Brasil. Esses contaminantes, quando absorvem a umidade reduzem a rigidez dielétrica a valores críticos, levando à ocorrência de descargas disruptivas.

O processo de descarga em isoladores poluídos começa com a formação de bandas secas. A ocorrência de chuva fina e garoa umidece a camada poluente depositada na superfície dos isoladores, formando uma película condutora. Devido a forma do isolador e da distribuição não uniforme do conjunto contaminante mais umidade, a densidade de corrente também não é uniforme. Em algumas áreas, como por exemplo, próximo ao pino, a alta densidade de corrente de fuga desenvolve um calor suficiente para evaporar maior quantidade de umidade do que a da superfície. Forma-se assim, uma pequena área seca aumentando a densidade de corrente no resto do filme úmido, o que rapidamente se transforma numa banda seca formando um círculo ao redor do pino. Em uma cadeia de suspensão as bandas secas se formam em algumas das unidades, não necessariamente em todas ao mesmo tempo.

A formação das bandas secas, depende, sobretudo, da tensão, e da distribuição do contaminante e da umidade ao longo da cadeia. Sob condições extremas elas podem se formar em todas as unidades. Com a formação das bandas secas a tensão aplicada na cadeia de isoladores é submetida quase que inteiramente a elas. Oferecem uma resistência muito alta, reduzem a corrente de fuga na superfície para valores baixos e aumenta o gradiente de tensão no ar, abaixo da superfície seca. Se essa tensão for maior que a rigidez do ar, ocorre uma descarga na banda seca, causando um pulso de corrente. As descargas, através das bandas secas, evaporam a água aumentando com isso a largura das bandas. Isso eleva a rigidez dielétrica da banda fazendo com que as descargas cessem.

Quando uma descarga ocorre em uma unidade, um esforço de tensão adicional aparece nas bandas secas das outras unidades. Esse aumento de tensão atua como um disparador de impulsos forçando a ocorrência de descargas em todas as unidades da cadeia em uma rápida cascata.

Entretanto, uma vez cessadas as descargas, as bandas secas reiniciam novamente a absorção da umidade. Esta reduz a força dielétrica de cada banda seca até ocorrer uma nova descarga. Isso acontecendo, o processo de evaporação da umidade e a ampliação das bandas secas, descritas anteriormente, se repetem. Todo o processo se repete até que ocorra a falha, ou até que o contaminante seja lavado, ou queimado.

As principais contra-medidas, visando a prevenção das descargas, devido à poluição, são:

a) limpeza dos isoladores:

a limpeza é feita através da lavagem dos isoladores com equipamentos especiais, que fornecem jatos d'água de alta velocidade na direção das superfícies poluídas, sem a necessidade de desligar a linha de transmissão. A resistividade da água deve ser mantida tão alta quanto possível.

b) aplicar silicone nos isoladores:

uma melhora na isolação em áreas poluídas pode ser obtida, aplicando-se graxa de silicone na superfície dos isoladores. As graxas de silicone, devido à sua propriedade hidrofóbica, repele a água, evitando a formação de um filme na superfície do isolador.

c) aumento da isolação:

esta solução é viável em áreas de contaminação forte. Entretanto, problemas mecânicos, elétricos e econômicos limitam esta alternativa.

d) uso de isoladores anti-poluição:

são isoladores especiais que possuem maior distância de escoamento que os isoladores padrão ("fog-type" e outros).

e) arranjos na disposição das cadeias de isoladores:

cadeia de isoladores na posição vertical, figura 4.6.9, de todos os arranjos possíveis é o que apresenta o pior desempenho sob o ponto de vista da poluição. Devido ao posicionamento das "saías" dos isoladores, a lavagem pela chuva da superfície não é total, além de evitar a lavagem da parte inferior de cada unidade.

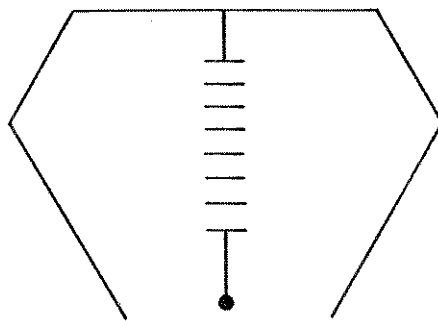


Figura 4.6.9 - CADEIA VERTICAL

A cadeia de isoladores em V, figura 4.6.10, é o arranjo que tem melhor desempenho quanto à poluição, pois expõe boa parte das faces superior e inferior das "saídas" à chuva.

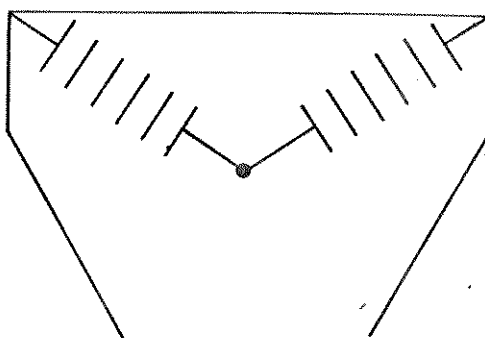


Figura 4.6.10 - CADEIA EM V

Com a cadeia na posição horizontal os isoladores são efetivamente lavados pela chuva e recomenda-se seu uso em regiões de alta poluição.

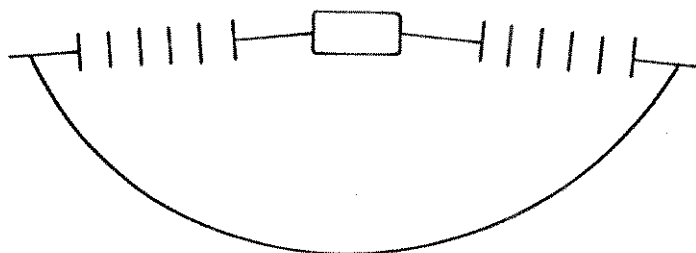


Figura 4.6.11 - CADEIA HORIZONTAL

#### 4.7 - Influência dos Equipamentos Usados na Manutenção com Linha Energizada

A influência dos equipamentos de "linha viva" na tensão de descarga é um parâmetro importante, mas não é fácil de ser estimado, devido à grande variedade de equipamentos e métodos de trabalho /25, 26, 27, 28, 29/.

Vários estudos realizados demonstram que existe uma pequena redução na tensão crítica de descarga da cadeia quando da presença de equipamentos de "linha viva". Segundo os estudos realizados pela Boneville Power Administration, a presença desses equipamentos em uma cadeia de isoladores íntegra, provoca uma redução de 8% da suportabilidade da cadeia.

Os dados disponíveis, no entanto, ainda não são conclusivos, visto que, mesmo no caso da BPA, quando a cadeia de isoladores foi retirada, a suportabilidade do gap com os equipamentos de "linha viva" sozinhos, foi 10% menor que o conjunto cadeia de isoladores mais os equipamentos.

Os resultados de vários testes em cadeia de isoladores com 14 unidades utilizada em linhas de 230 kV, bem como de testes de suportabilidade da cadeia juntamente com os equipamentos de linha viva /30/ são bem diferentes.

Esses resultados apresentam uma variação na suportabilidade da cadeia de 2 a 27%. Mas, eles devem ser vistos com reservas, pois o comprimento dos bastões utilizados era menor que o comprimento da cadeia, o que leva a redução na distância do gap.

Em testes mais recentes efetuados pelo CEPEL, Fonseca e Assunção /31/, observaram que a redução da suportabilidade da cadeia de isoladores, na presença de equipamentos de "linha viva", depende fundamentalmente da quantidade de peças metálicas presentes nos equipamentos.

Na tabela 4.7.1 observa-se que, quando os equipamentos utilizados têm poucas partes metálicas, a redução é de apenas 2%, enquanto que com equipamentos como o berço para isoladores, que possui 4 semi-anéis metálicos, a redução é de 10% na suportabilidade da cadeia.

Tabela 4.7.1 - REDUÇÃO DA SUPORTABILIDADE DA CADEIA DE ISOLADORES PARA DIFERENTES EQUIPAMENTOS DE LINHA VIVA

TIPO DE EQUIPAMENTO	CONFIGURAÇÃO	V 50% (kV)	REDUÇÃO DE V50% (%)
I	ESTRUTURA METÁLICA COM 35 ISOLADORES	1764	—
	ESTRUTURA METÁLICA COM 35 ISOLADORES, BASTÃO E ESCADA ISOLANTE	1729	2
II	ESTRUTURA METÁLICA COM 32 ISOLADORES	1756	—
	ESTRUTURA METÁLICA COM 32 ISOLADORES, BASTÃO E BERÇO PARA A CADEIA	1591	10

Todos esses dados apresentados referem-se a influência dos equipamentos de linha viva com cadeia de isoladores íntegra. Quando a cadeia apresenta unidades danificadas, os resultados são um pouco diferentes, como pode ser visto na figura 4.7.1 /2/ e figura 4.7.2 /3/.

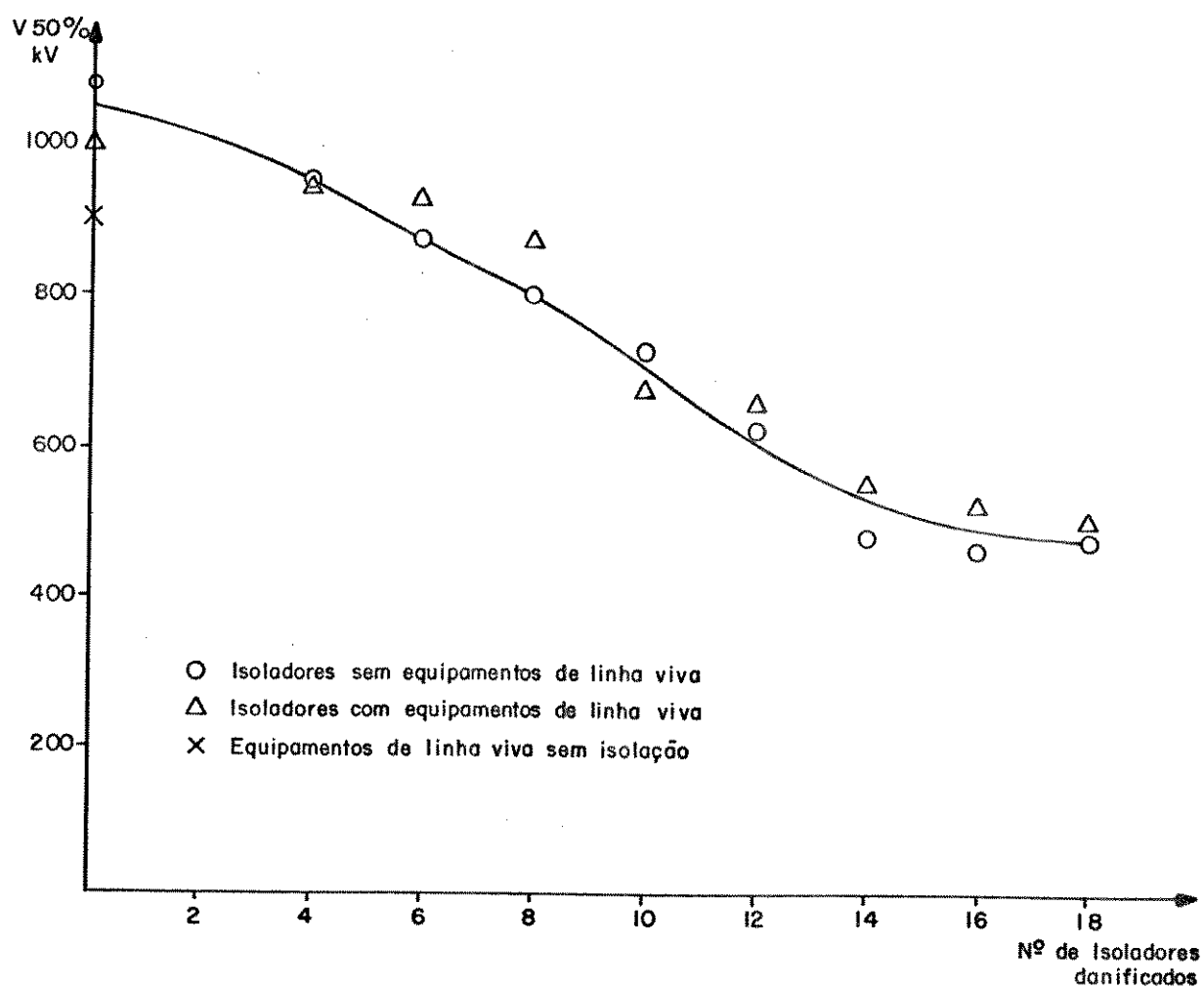


Figura. 4.7.1 – INFLUÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS DE LINHA VIVA EM CADEIA DE ISOLADORES COM UNIDADES DANIFICADAS  
CADEIA EM V COM 18 ISOLADORES  
IMPULSO POSITIVO 180 x 1400  $\mu$ s



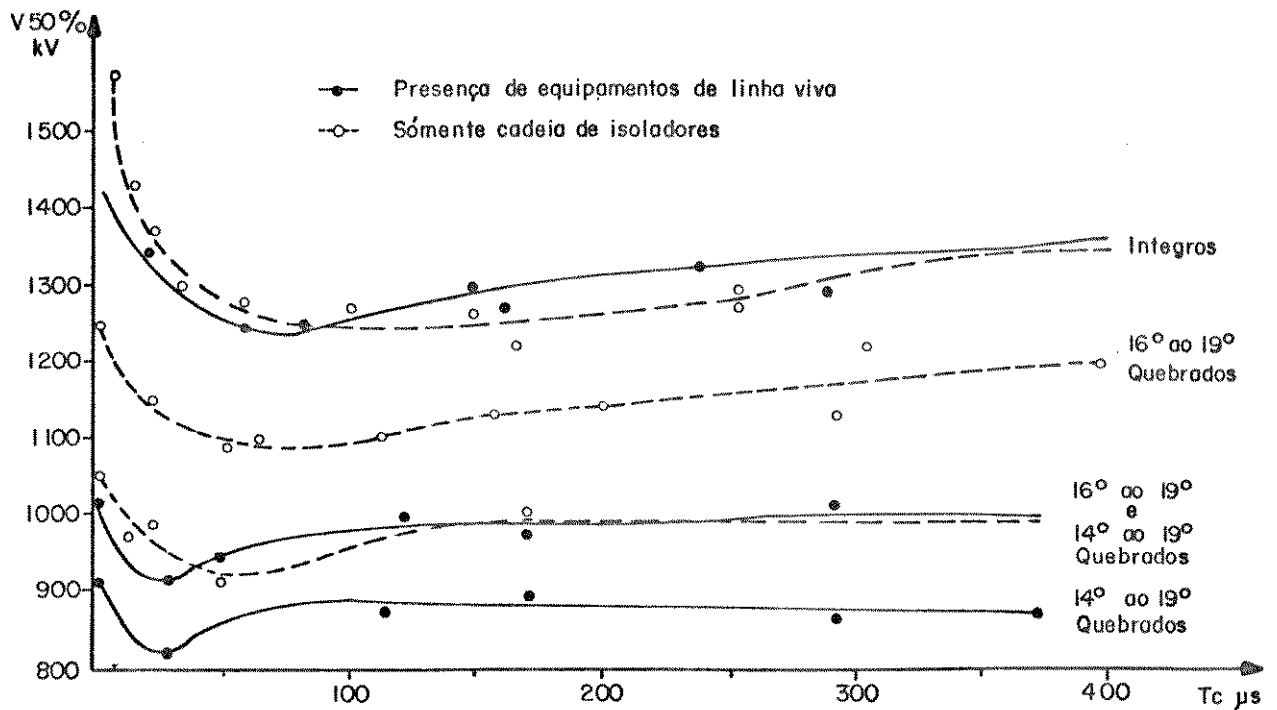


Figura 4.7.2 - INFLUÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS DE LINHA VIVA EM CADEIA DE ISOLADORES COM UNIDADES QUEBRADAS

Segundo Sadurski /3/, a influência de equipamentos de linha viva na tensão crítica de descarga, em cadeia de 19 isoladores com 6 isoladores danificados no lado energizado, é da ordem de 10% para impulsos de manobra de ambas as polaridades. No entanto, se comparamos as curvas de 4 isoladores danificados com e sem os equipamentos de "linha viva" (figura 4.7.2), observamos que as reduções na tensão crítica de descarga podem alcançar valores de até 14%. Ou seja, a tensão crítica de descarga  $V_{50\%}$  para impulsos de manobra varia com a quantidade de unidades danificadas e da sua localização.

## CAPÍTULO 5 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 - Introdução

Apresentamos neste capítulo os resultados, as análises e as discussões sobre os estudos realizados numa cadeia de isoladores de uma linha de transmissão de 138 kV com as unidades danificadas em diversos arranjos. Antes porém, a fim de facilitar a compreensão dos dados aqui apresentados, abordaremos rapidamente a distribuição de tensão em cada unidade ao longo de uma cadeia de isoladores.

### 5.2 - Distribuição de Tensão na Cadeia de Isoladores

A distribuição de tensão ao longo da superfície do isolador não é a mesma em toda a sua extensão, como pode ser visto na figura 5.2.1 /8/.

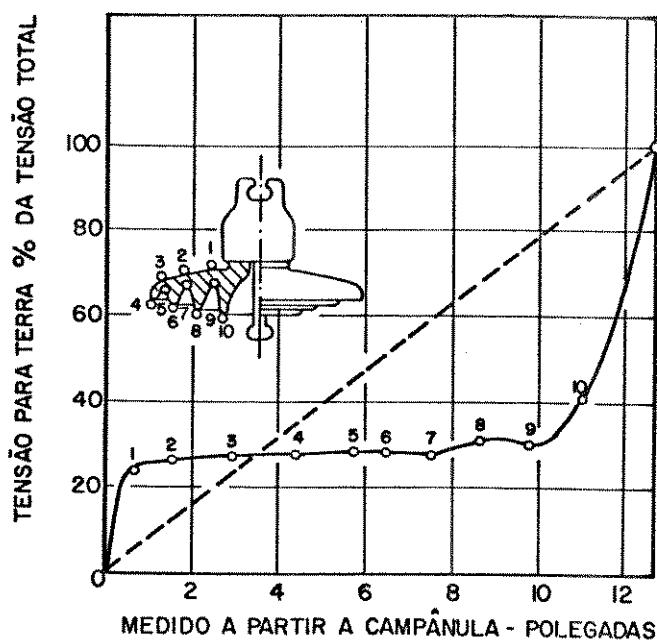


Figura 5.2.1 - DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO AO LONGO DA SUPERFÍCIE DE UM ISOLADOR TIPO CONCHA E PINO

O gradiente mais alto ocorre próximo ao pino e na campânula, enquanto gradientes menores ocorrem ao longo da superfície da "saia" do isolador. Setenta por cento da queda de tensão ocorre entre o ponto 9 e o pino do isolador e 23% ocorre entre a campânula e o ponto 1 cujas distâncias, representam somente 22% e 6% da distância total de escoamento do isolador respectivamente. Essa distribuição de tensão ao longo do isolador é determinada pela distribuição do campo elétrico existente entre a campânula e o pino.

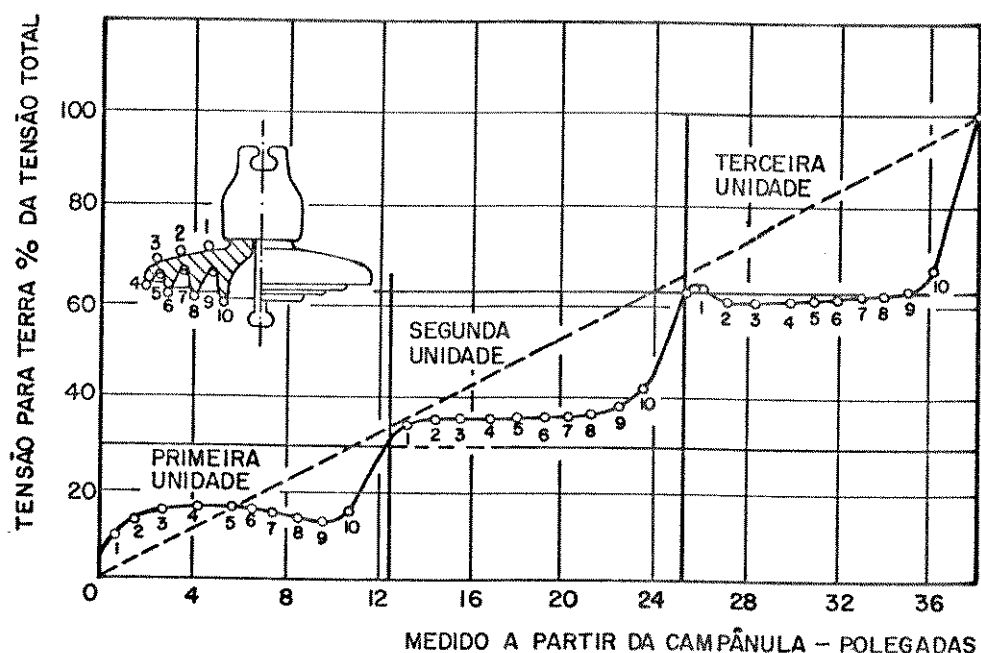


Figura 5.2.2 - DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO NA SUPERFÍCIE DE 3 ISOLADORES CONECTADOS EM SÉRIE

Quando vários isoladores estão conectados em série, a distribuição de tensão em cada uma das unidades da cadeia é diferente daquela da unidade separadamente. A figura 5.2.2 / 8/ mostra uma distribuição de tensão típica para uma cadeia composta de 3 isoladores. A tensão entre o pino e o ponto 9 para a unidade do lado energizado seria 10% maior que o esperado, se as unidades compartilhassem a tensão igualmente.

A distribuição da tensão mostra que o gradiente máximo ocorre no pino do isolador no lado energizado. Se considerarmos a distribuição de tensão ao longo da cadeia,

teremos um circuito equivalente como mostrado na figura 5.2.3, e a distribuição de tensão na cadeia pode ser determinada pela expressão /8/:

$$V_n = \frac{V_g}{B^2 \sinh Bz} \left[ \frac{c}{C} \sinh Bn + \frac{k}{C} \sinh B(n-z) + \frac{k}{C} \sinh Bz \right]$$

onde:

- $V_n$  = tensão na unidade "n" a partir do lado aterrado;
- $V_g$  = tensão em toda a cadeia;
- $z$  = número de unidades na cadeia.

$$B = \sqrt{\frac{c+k}{C}}$$

onde:

- $C$  = capacitância entre a campânula e o pino;
- $c$  = capacitância de uma unidade para a terra;
- $k$  = capacitância de uma unidade para o condutor.

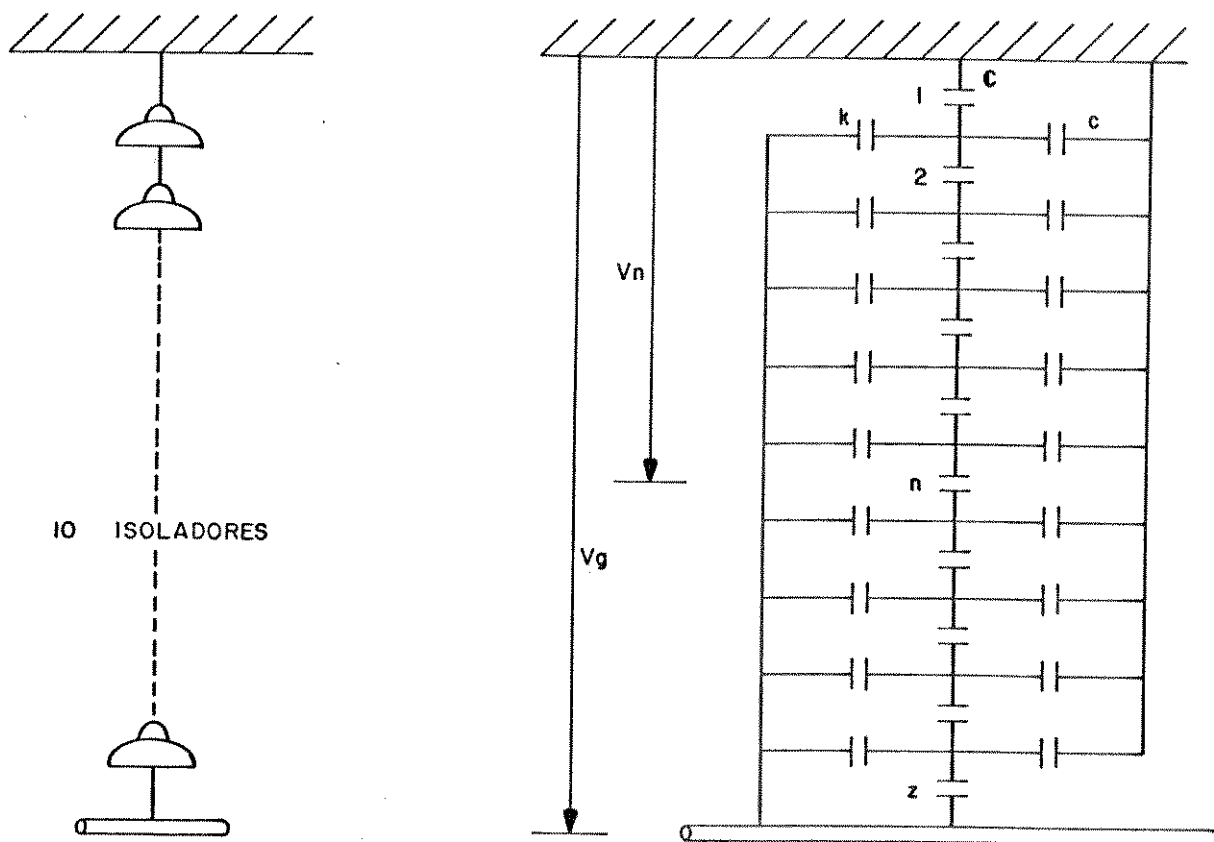
Na prática a capacitância "k" do isolador para o condutor pode ser desprezada e a equação de distribuição de tensão fica reduzida para:

$$V_n = V_g \cdot \frac{\sinh y n}{\sinh y z}$$

onde:

$$y = \sqrt{\frac{c}{C}}$$

A figura 5.2.4 mostra a distribuição de tensão em uma cadeia de isoladores composta de 10 unidades, com a relação  $c/C$  em torno de  $1/12$ .



- C** = CAPACITÂNCIA ENTRE A CAMPÂNULA E O PINO
- c** = CAPACITÂNCIA DE UMA UNIDADE PARA A TERRA
- k** = CAPACITÂNCIA DE UMA UNIDADE PARA O CONDUTOR

Figura 5.2.3 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA A DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO AO LONGO DE CADEIA DE ISOLADORES

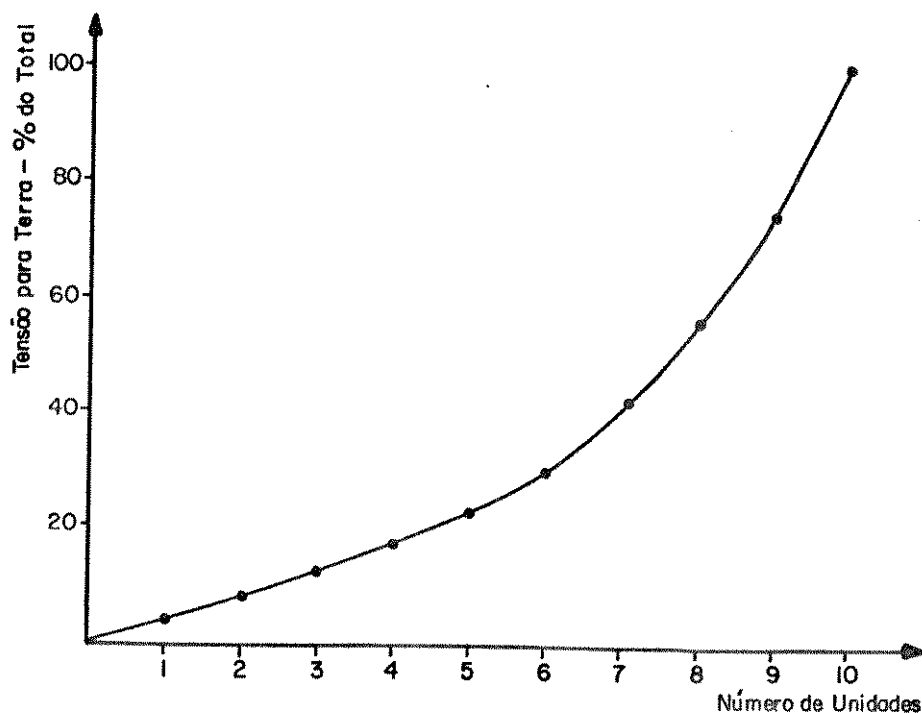


Figura 5.2.4 - DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO EM CADEIA DE ISOLADORES COM 10 UNIDADES

### 5.3 - Características da Cadeia de Isoladores

Para os estudos deste trabalho foram utilizados os isoladores de vidro em cadeia tipo suspensão, com 10 unidades, utilizada em linhas de transmissão de 138 kV.

Os isoladores utilizados são do tipo concha e bola com as seguintes características:

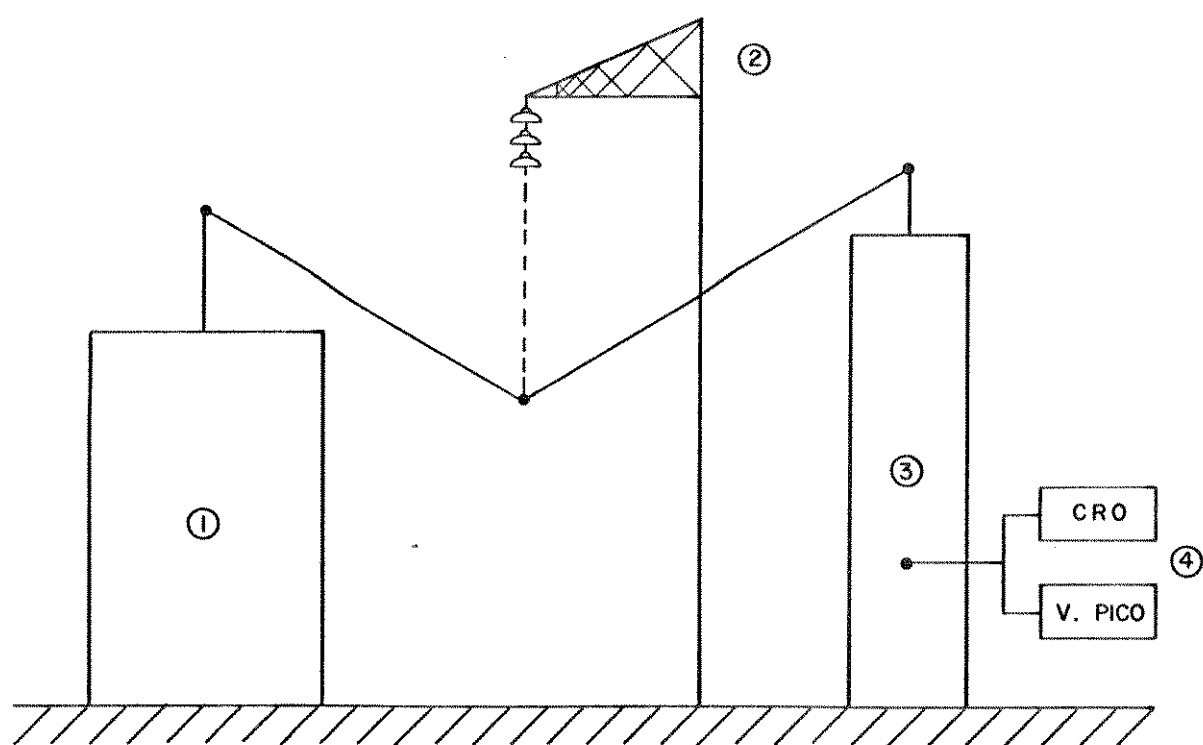
diâmetro do disco .....	254 mm
passo da "saia" .....	146 mm
distância de escoamento .....	320 mm
distância de descarga sob chuva .....	180 mm
carga eletromecânica de ruptura .....	80 kN

#### 5.4 - Arranjo Experimental

Os ensaios foram realizados no Laboratório de Alta Tensão da UNICAMP, utilizando-se de um arranjo conforme mostrado na figura 5.4.1 onde:

- 1 - gerador de impulsos de 30 kJ e 1000 kV;
- 2 - cadeia de isoladores em estudo;
- 3 - divisor de tensão tipo CR 1000;
- 4 - CRO para impulsos de 2 canais e voltímetro de pico para impulsos com indicador digital.

O arranjo com a cadeia de isoladores foi feito utilizando-se da metade da mísula inferior de uma estrutura tipo K1 (figura 2.3.1), a fim de simular a configuração real do sistema cadeia de isoladores - estrutura. Foi usado um cabo condutor de alumínio com alma de aço (CAA), de bitola 336,4 MCM do tipo Linnet de aproximadamente 2 metros de comprimento, conectado à cadeia de isoladores através de um grampo de suspensão articulado de alumínio. Todo o arranjo simula a presença de um cabo condutor, cadeia de isoladores, etc., como em uma linha de transmissão real. Obejetivando facilitar a análise e a identificação dos arranjos, os isoladores foram numerados de 1 a 10 a partir do lado aterrado (estrutura) em direção ao condutor (figura 5.4.2).



- ① - FONTE DE ALTA TENSÃO
- ② - CADEIA DE ISOLADORES
- ③ - DIVISOR DE TENSÃO
- ④ - OSCILOSCÓPIO / VOLTÍMETRO DE PICO

Figura 5.4.1 - ARRANJO EXPERIMENTAL



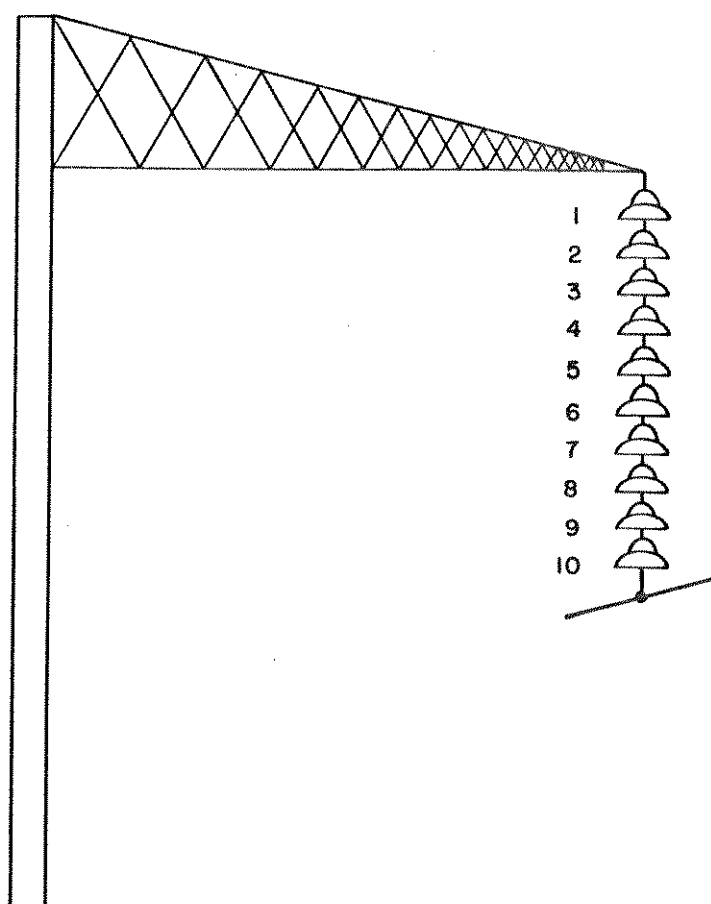


Figura 5.4.2 - ARRANJO MÍSULA, CADEIA DE ISOLADORES E CONDUTOR

## 5.5 - Procedimentos de Ensaio

Os estudos foram efetuados para vários arranjos entre isoladores íntegros e danificados. Foram variadas as quantidades de isoladores danificados, a sua posição e a distribuição ao longo da cadeia. O comportamento da cadeia foi verificado para tensões de impulso atmosférico (1,2/50 us) e de manobra (250/2500 us) nas polaridades positiva e negativa e parcialmente sob a tensão de frequência industrial.

A tensão crítica de descarga V50% foi determinada pelo método de acréscimo e decréscimo descrito na NBR 5389. O método consiste em aplicar vários valores de tensão para a obtenção da tensão inicial  $V_i$ , a qual deve ser um valor aproximadamente igual a tensão disruptiva crítica V50% esperada da cadeia de isoladores. Encontrado  $V_i$ , adota-se um degrau de tensão  $\Delta V$ , que no caso foi de 3% de  $V_i$ . Inicialmente aplica-se um impulso com valor de crista igual a  $V_i$ , se esse valor não causar uma descarga disruptiva, aplica-se o próximo impulso de nível  $V_i + \Delta V$ . Se ocorrer uma descarga disruptiva ao nível  $V_i$ , o próximo impulso deve ser de  $V_i - \Delta V$ . Repete-se esse procedimento por N aplicações sendo o nível de cada impulso determinado pelo resultado da aplicação anterior. O valor da tensão crítica de descarga V50% é obtido através da expressão:

$$V50\% = \frac{\sum_{na} V_a}{\sum_{na}}$$

onde:

$\sum_{na}$  = número de aplicações (30 aplicações)

$V_a$  = valor de cada impulso aplicado

Os valores de tensão V50% determinados experimentalmente não foram corrigidos para condições normalizadas, visto não ser praxe efetuar correções para este tipo de estudo e pelo fato desta correção não alterar o comportamento das curvas a serem analisadas.

## 5.6 - Resultados

### 5.6.1 - Impulsos de Origem Atmosférica

Nas tabelas 5.6.1 a 5.6.9 apresentamos os resultados de tensão crítica de descarga V50% obtidos para os diversos arranjos de isoladores estudados, submetidos a tensão de impulso de origem atmosférica nas polaridades positiva e negativa, e nas figuras 5.6.1 a 5.6.8 as respectivas curvas traçadas, a partir desses dados, mostrando o seu comportamento.

Em cada tabela apresentamos a redução percentual da tensão disruptiva crítica V50% verificada em cada arranjo de isoladores, em relação aos valores da cadeia íntegra.

Para a cadeia composta de 10 isoladores íntegros foram obtidos os seguintes valores:

V50% (polaridade positiva) = 899,8 kV

V50% (polaridade negativa) = 920,1 kV

Tabela 5.6.1 - ARRANJO COM 9 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 1 ISOLADOR ÍNTEGRO

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSICÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUCAO DA TENS.DISRUP. %
9	1;2;3;4;5; 6;7;8;9	219,6	75,6	254,4	72,3
9	2;3;4;5;6; 7;8;9;10	179,2	80,1	208,9	77,3
9	1;2;4;5;6; 7;8;9;10	149,8	83,4	185,6	79,8
9	1;2;3;5;6; 7;8;9;10	150,3	83,3	186,8	79,7
9	1;2;3;4;6; 7;8;9;10	181,7	79,8	213,9	76,8
9	1;2;3;4;5; 7;8;9;10	191,6	78,7	206,9	77,5
9	1;2;3;4;5; 6;8;9;10	190,7	78,8	234,8	74,5
9	1;2;3;4;5; 6;7;9;10	197,2	78,1	254,7	72,3
9	1;2;3;4;5; 6;7;8;10	200,4	77,7	252,2	72,6
9	1;3;4;5;6; 7;8;9;10	159,1	82,3	183,5	80,1

Tabela 5.6.2 - ARRANJO COM 8 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 2 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %
8	1;2;3;4; 5;6;7;8	243,4	73,0	271,6	70,5
8	2;3;4;5; 6;7;8;9	234,3	74,0	286,1	68,9
8	3;4;5;6; 7;8;9;10	218,0	75,8	234,0	74,6
8	1;2;3;6; 7;8;9;10	216,4	76,0	234,4	74,5
8	1;2;3;4; 7;8;9;10	220,3	75,5	237,7	74,2
8	1;2;3;5; 6;8;9;10	218,6	75,7	233,8	74,6

Tabela 5.6.3 - ARRANJO COM 7 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 3 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %
7	1;2;3;4; 5;6;7	309,0	65,7	321,2	65,1
7	2;3;4;5; 6;7;8	326,0	63,8	349,4	62,0
7	3;4;5;6; 7;8;9	314,4	65,1	333,6	64,1
7	4;5;6;7; 8;9;10	300,2	66,6	319,1	65,3
7	2;3;4;5; 7;8;9	317,4	64,7	335,6	63,5

Tabela 5.6.4 - ARRANJO COM 6 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 4 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %
6	1;2;3; 4;5;6	392,6	56,4	432,3	53,0
6	2;3;4; 5;6;7	404,5	55,1	427,3	53,6
6	3;4;5; 6;7;8	409,9	54,5	416,8	54,7
6	4;5;6; 7;8;9	406,9	54,8	424,4	53,9
6	5;6;7; 8;9;10	386,2	57,1	433,3	52,9
6	2;3;5; 6;8;9	410,2	54,4	451,1	51,0
6	3;4;5; 7;8;9	405,4	55,0	435,0	52,7

Tabela 5.6.5 - ARRANJO COM 5 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 5 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %
5	1;2;3;4;5	486,5	45,9	492,0	46,5
5	2;3;4;5;6	499,0	44,6	531,9	42,2
5	3;4;5;6;7	509,3	43,4	543,9	40,9
5	4;5;6;7;8	486,2	46,0	520,3	43,4
5	5;6;7;8;9	492,2	45,3	512,1	44,3
5	6;7;8;9;10	476,6	47,0	510,7	44,5
5	1;3;5;7;9	488,0	45,8	498,1	45,9
5	2;6;7;8;10	479,9	46,7	497,0	46,0

Tabela 5.6.6 - ARRANJO COM 4 ISOLADORES DANIFICADOS E 6 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUPT. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUPT. %
4	1;2;3;4	556,1	38,2	588,3	36,1
4	2;3;4;5	571,9	36,5	638,6	30,6
4	3;4;5;6	565,8	37,1	595,9	35,2
4	4;5;6;7	575,2	36,1	602,2	34,5
4	5;6;7;8	595,0	33,9	611,5	33,5
4	6;7;8;9	584,5	35,1	618,4	32,8
4	7;8;9;10	536,4	40,4	602,6	34,5
4	1;4;7;10	545,9	39,3	608,8	33,8
4	1;5;6;10	558,3	38,0	613,5	33,3
4	3;4;7;8	595,7	33,8	619,9	32,6

Tabela 5.6.7 - ARRANJO COM 3 ISOLADORES DANIFICADOS E 7 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFÉRICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUPT. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUPT. %
3	1;2;3	638,1	29,1	662,8	28,0
3	2;3;4	647,1	28,1	715,6	22,2
3	3;4;5	648,7	27,9	721,7	21,6
3	4;5;6	665,9	26,0	706,6	23,2
3	5;6;7	646,0	28,2	693,6	24,6
3	6;7;8	666,8	25,9	696,6	24,3
3	7;8;9	643,7	28,5	687,2	25,3
3	8;9;10	629,7	30,0	675,8	26,5

Tabela 5.6.8 - ARRANJO COM 2 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 8 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFERICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRU. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇAO DA TENS.DISRU. %
2	1;2	710,1	21,1	748,0	18,7
2	2;3	710,3	21,1	799,6	13,1
2	3;4	746,0	17,1	793,4	13,8
2	4;5	716,6	20,4	773,9	15,9
2	5;6	740,2	17,8	772,4	16,0
2	6;7	763,4	15,2	783,9	14,8
2	7;8	739,2	17,9	772,1	16,1
2	8;9	690,6	23,3	767,5	16,6
2	9;10	690,2	23,3	752,5	18,2
2	1;10	689,5	23,4	739,6	19,6

Tabela 5.6.9 - ARRANJO COM 1 ISOLADOR DANIFICADO  
E 9 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO ATMOSFERICO			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRU. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇAO DA TENS.DISRU. %
1	1	832,5	7,5	844,4	8,2
1	2	817,8	9,1	863,9	6,1
1	3	817,8	9,1	885,8	3,7
1	4	831,6	7,6	872,1	5,2
1	5	854,3	5,1	871,9	5,2
1	6	836,3	7,1	879,4	4,4
1	7	844,4	6,2	867,7	5,7
1	8	827,4	8,1	858,0	6,7
1	9	821,7	8,7	856,2	6,9
1	10	795,0	11,7	850,8	7,5



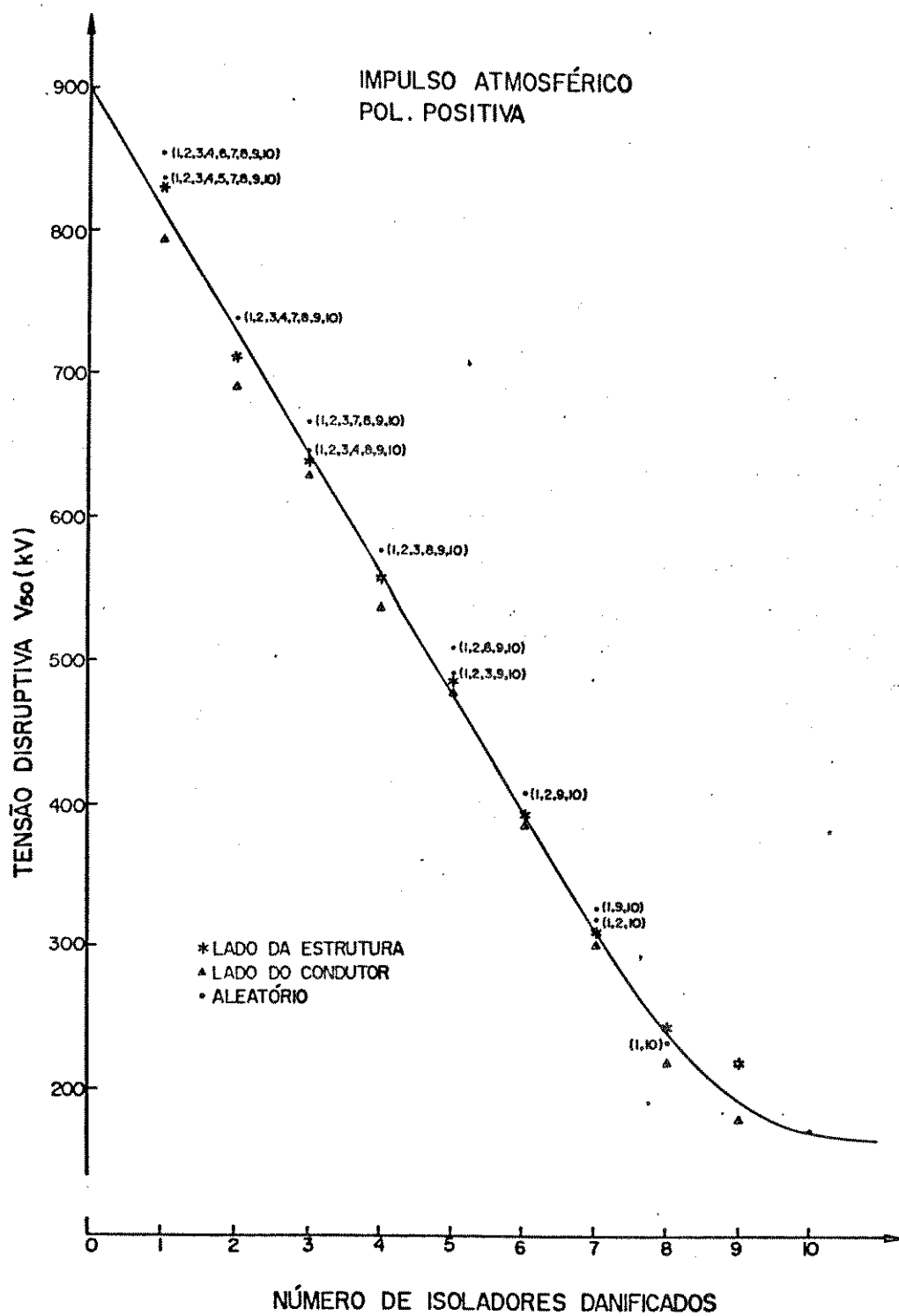


Figura 5.6.1 -  $V_{50\%}$  DE POLARIDADE (+) COM A VARIAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

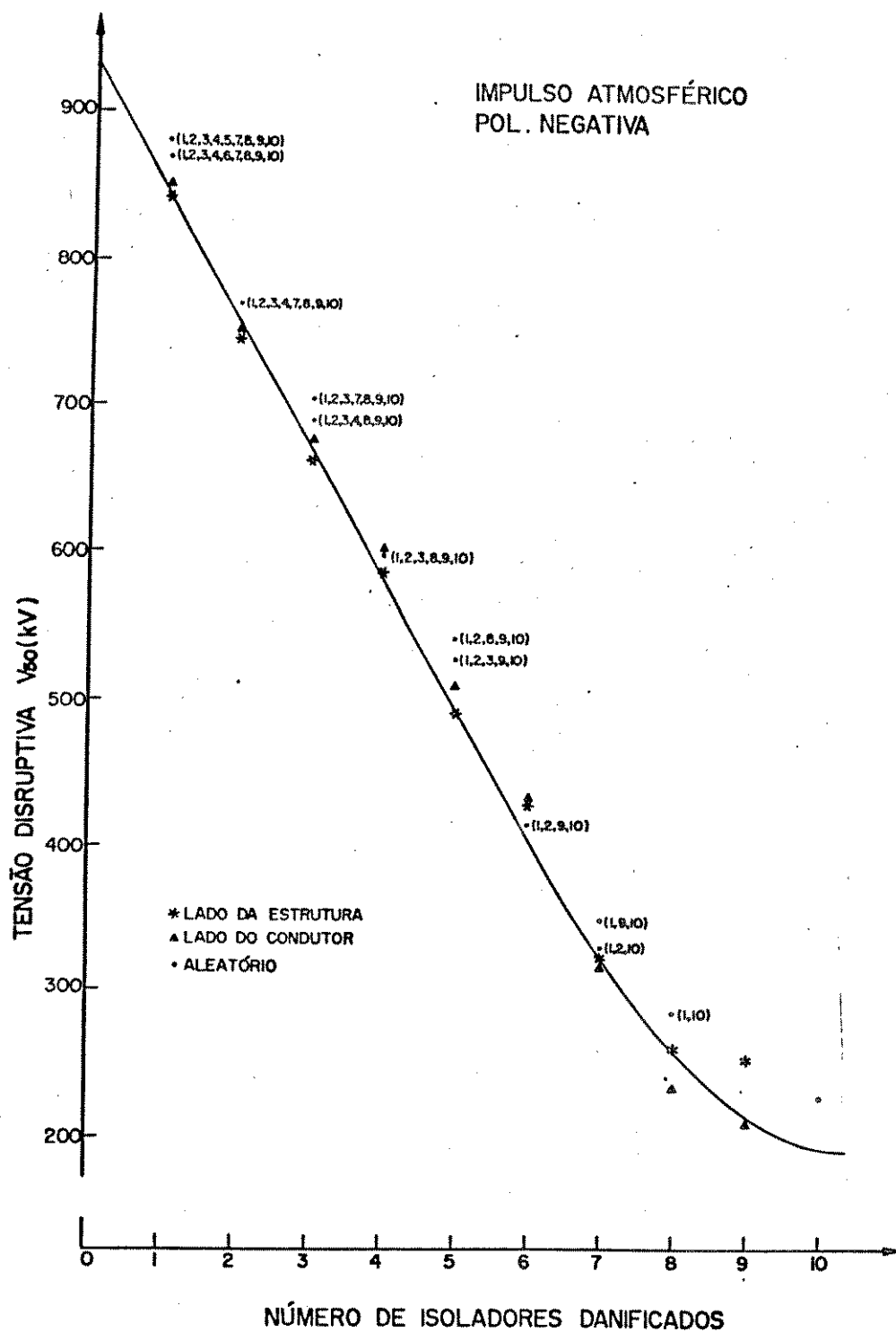


Figura 5.6.2 - V50 % DE POLARIDADE (-) COM A VARIAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

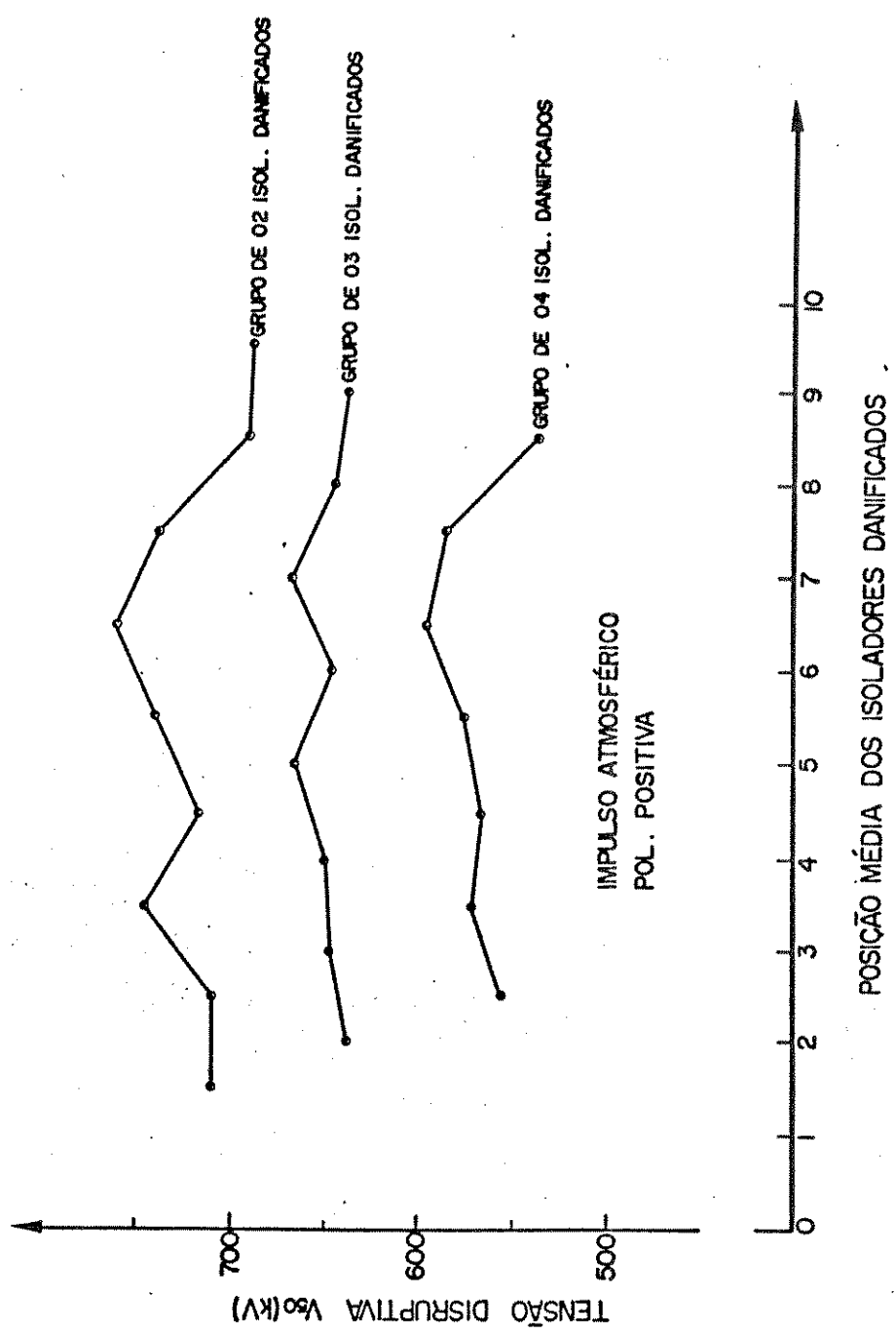


Figura 5.6.3 - V50% DE POLARIDADE (+) PARA ARRANJOS COM 2, 3 e 4 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

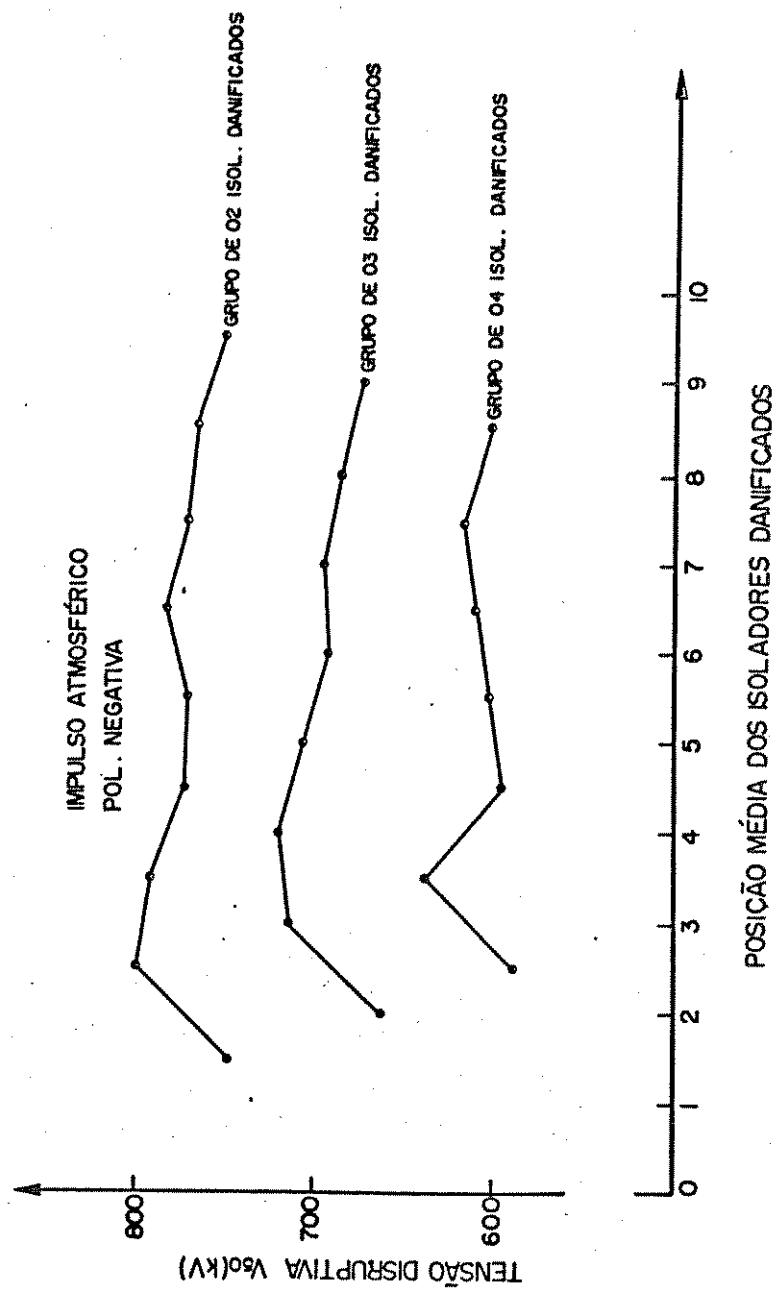


Figura 5.6.4 - V50% DE POLARIDADE (-) PARA ARRANJOS COM 2, 3 e 4 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

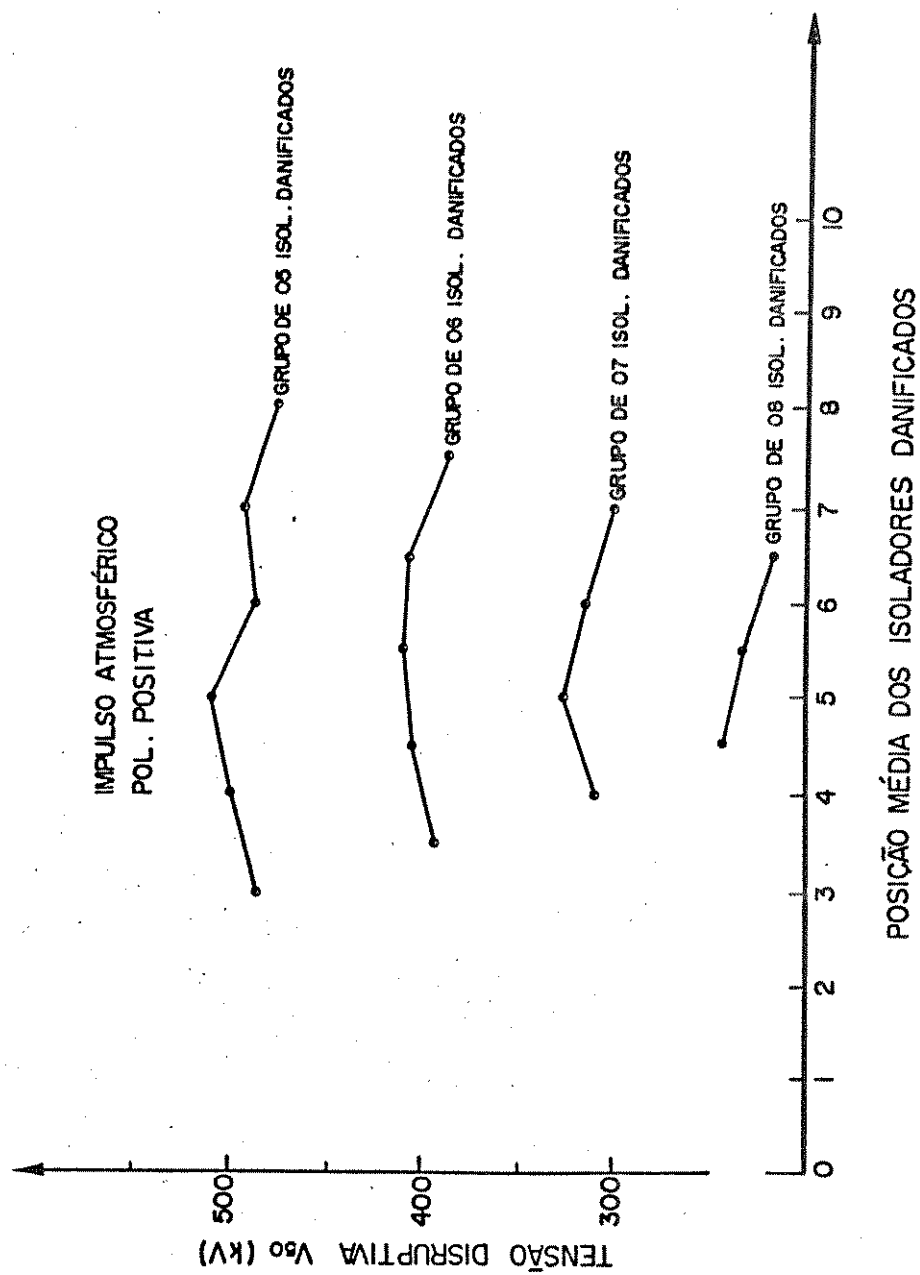


Figura 5.6.5 -  $V_{50}$  % DE POLARIDADE (+) PARA ARRANJOS COM 5, 6, 7 e 8 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

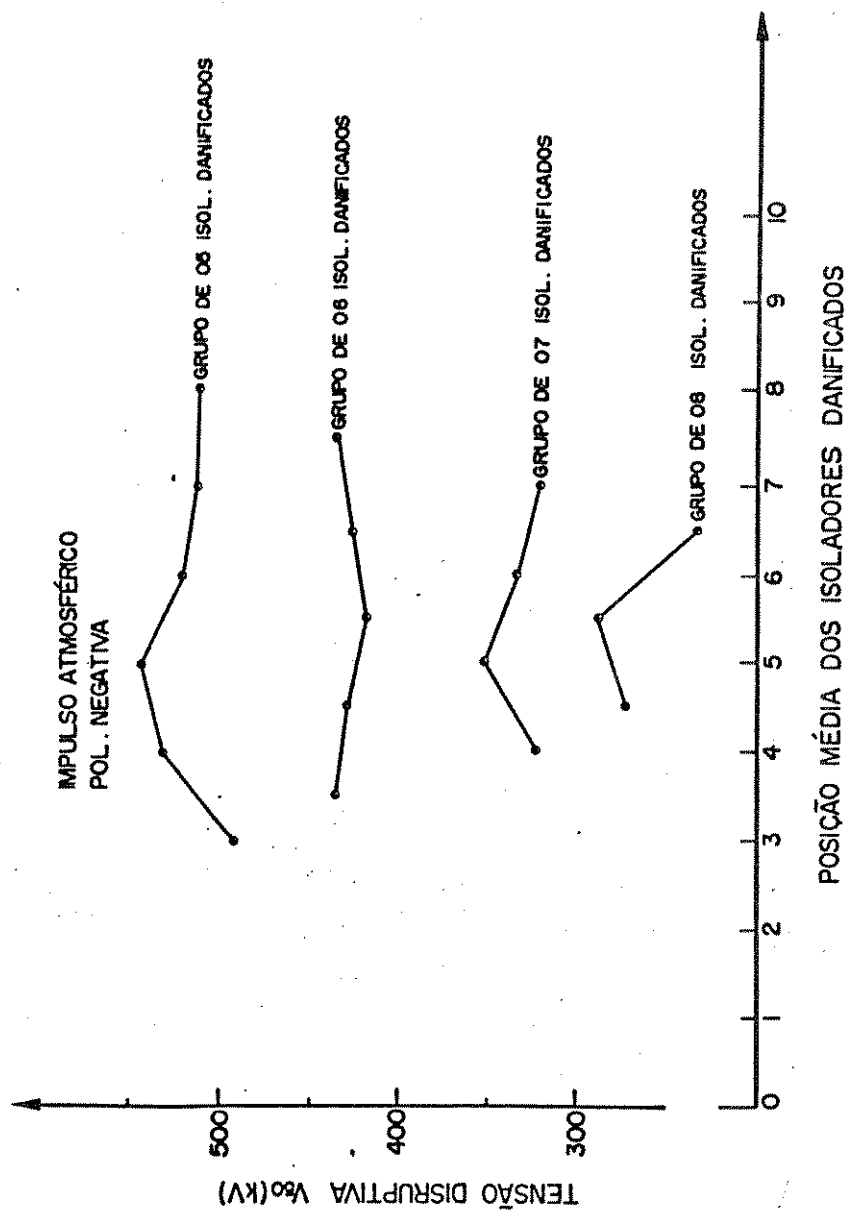


Figura 5.6.6 -  $V_{50}\%$  DE POLARIDADE (-) PARA ARRANJOS COM 5, 6, 7 e 8 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

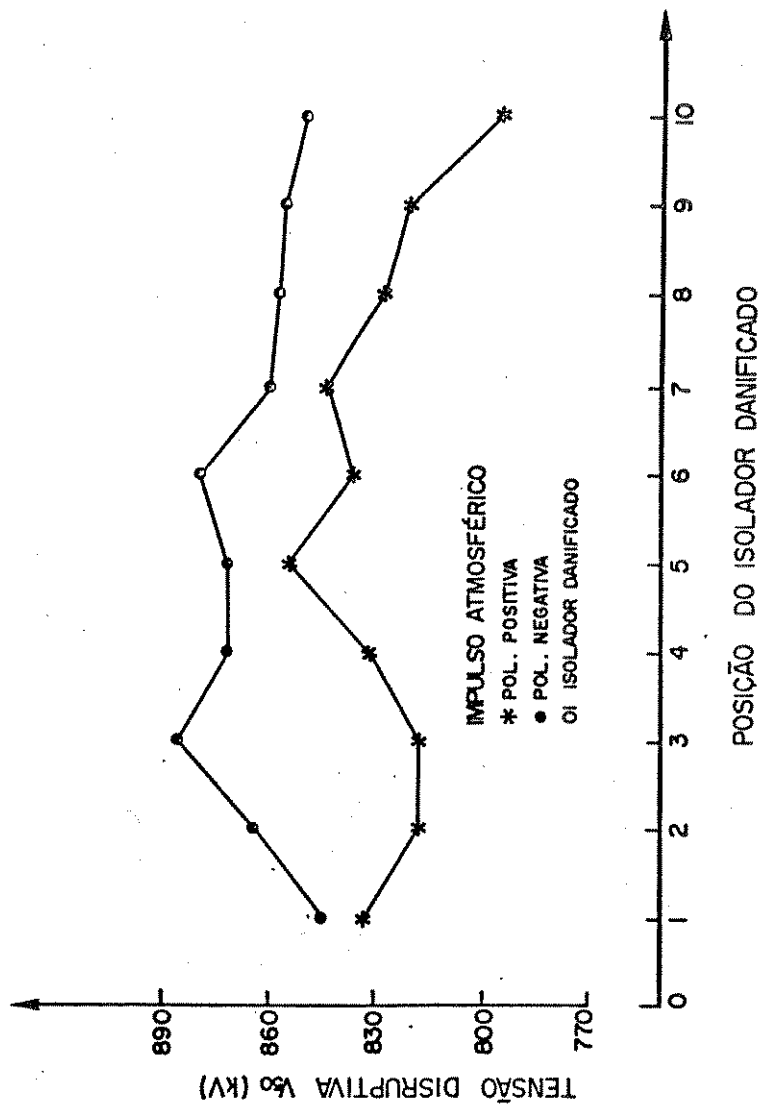


Figura 5.6.7 - V50 % DE AMBAS AS POLARIDADES COM A VARIACÃO DA POSIÇÃO DO ISOLADOR DANIFICADO NA CADEIA

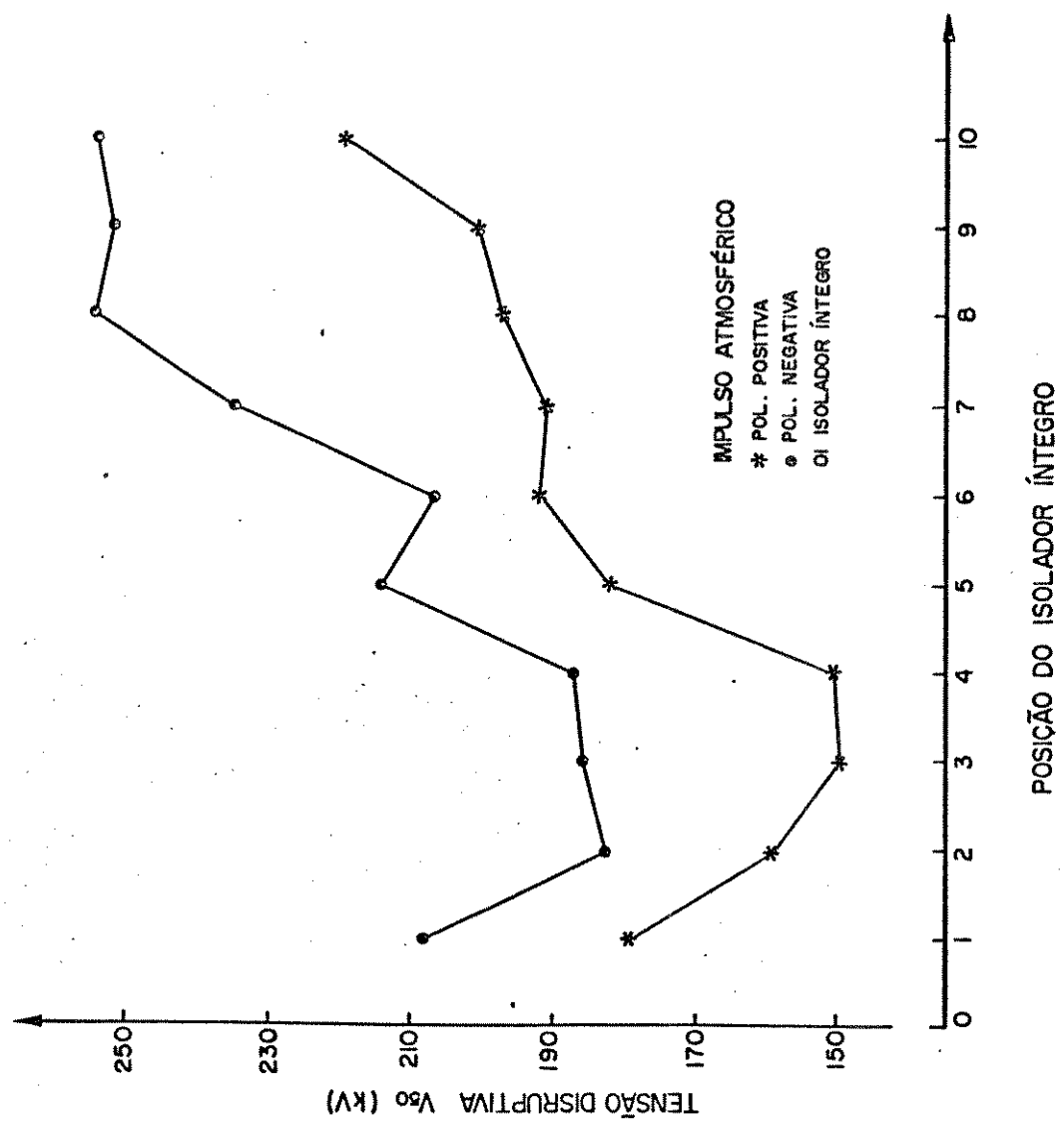


Figura 5.6.8 -  $V_{50}$  % DE AMBAS AS POLARIDADES EM ARRANJO COM 9 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA



Observando-se os resultados apresentados nas tabelas 5.6.1 a 5.6.9 e nas figuras 5.6.1 a 5.6.8, nota-se que a tensão crítica de descarga V50% para impulsos de origem atmosférica, tanto na polaridade positiva quanto na negativa, decresce gradativamente com o aumento das unidades danificadas na cadeia. Ocorrem variações na redução, conforme a posição das unidades danificadas, se estão distribuídas ao longo da cadeia ou se estão concentradas no lado da estrutura, condutor ou no meio da cadeia. Essa variação é bastante pequena, em torno de 2 a 3% até 7 unidades danificadas, aumentando após esse número, chegando em torno de 10% quando temos somente uma unidade íntegra na cadeia. De uma forma geral, a redução no valor de V50% mantém uma proporcionalidade aproximadamente constante de 8 a 9% com a variação da quantidade de isoladores danificados na cadeia.

Mesmo que a cadeia seja composta somente de isoladores danificados, ela apresenta uma pequena suportabilidade. Os resultados obtidos com todas as unidades danificadas foram:

polaridade	V50% (kV)	redução da tensão disruptiva
positiva	173,8	80,7%
negativa	228,9	75,1%

Ou seja, apresentam uma suportabilidade em torno de 20% da isolação total da cadeia íntegra para impulsos de origem atmosférica de polaridade positiva, e 25% da isolação total da cadeia íntegra para impulsos de polaridade negativa. Tal fato, provavelmente, deve-se ao conjunto cimento mais o resíduo de vidro temperado que permanece na campânula, isolando-a do pino.

Outro fator importante que pode ser observado nas tabelas, bem como nas figuras é a diferença existente entre os valores de tensão disruptiva crítica V50% obtidos para os impulsos de polaridade positiva e negativa. A tensão V50% para impulsos de polaridade negativa é sempre maior que as de polaridade positiva. Esse fato, que é de conhecimento

geral em cadeia composta de unidades íntegras em condições secas, permanece inalterado mesmo com a presença das unidades danificadas na cadeia. A magnitude da diferença entre as duas polaridades varia com o número de unidades danificadas, sua posição e também com a distribuição das mesmas, se estas estão distribuídas ou concentradas numa determinada extensão da cadeia. Essa variação, pode ser pequena, da ordem de 10 a 20 kV bem como pode ser bastante elevada de 70 a 100 kV. Essa característica mantém-se, também, para casos de cadeias com todos os isoladores danificados.

Nas figuras 5.6.4, 5.6.6, 5.6.7 e 5.6.8, são apresentadas as curvas de variação da tensão disruptiva crítica  $V_{50\%}$  em função da localização média das unidades danificadas na cadeia de isoladores, para os impulsos de polaridade negativa, e nas figuras 5.6.3, 5.6.5, 5.6.7 e 5.6.8 para os de polaridade positiva, tendo como parâmetro a quantidade de isoladores danificados. Nota-se a partir dessas figuras, que o comportamento dielétrico da cadeia com unidades danificadas depende fortemente da posição em que essas unidades se encontram. Um dos aspectos curiosos é que, de um modo geral, quando os isoladores danificados estão agrupados nos extremos da cadeia, ou seja, do lado da estrutura ou do lado do condutor, os valores da tensão disruptiva crítica de polaridade negativa são bem próximos, enquanto que em polaridade positiva são bem distintos, mostrando uma certa dependência com a quantidade de isoladores danificados presentes na cadeia. Na polaridade negativa, em arranjos de 1 a 5 isoladores danificados (figuras 5.6.4 e 5.6.7), quando estes estão agrupados no lado da estrutura, apresentam valores menores de tensão disruptiva crítica. Com 6 isoladores danificados (figura 5.6.6), o menor valor da tensão disruptiva crítica ocorre no meio da cadeia. Para os arranjos com 7, 8 e 9 isoladores danificados na cadeia, a situação se inverte e os menores valores de tensão disruptiva crítica da cadeia são observados quando os mesmos estão agrupados junto ao condutor (figuras 5.6.6 e 5.6.8).

A máxima tensão disruptiva crítica para cada arranjo, no entanto, não ocorre nos extremos, mas sim quando os isoladores danificados estão localizados próximos à estrutura (figuras 5.6.4, 5.6.6, 5.6.7 e 5.6.8). Os

valores máximos de tensão são observados quando os grupos de isoladores danificados estão localizados nas seguintes posições aproximadas: 3, 2-3, 4, 3-4, 5, 3-4/7-8, 5, 5-6 e 8, respectivamente para grupos de 1,2,3,4,5,6,7,8 e 9 isoladores danificados.

O comportamento da cadeia a impulsos de polaridade positiva é bastante similar ao observado para polaridade negativa (figuras 5.6.3, 5.6.5, 5.6.7 e 5.6.8). Três diferenças são bem evidentes. Os menores valores de tensão disruptiva crítica da cadeia são observados quando os isoladores danificados estão agrupados junto ao condutor, em todos os arranjos estudados. A segunda diferença refere-se ao máximo valor da tensão disruptiva crítica da cadeia. Esses valores ocorrem em geral quando os isoladores danificados estão agrupados no meio da cadeia com uma ligeira tendência para o lado do condutor e ocorrem aproximadamente nas seguintes localizações médias: 5, 6-7, 7, 6-7, 6, 5-6, 5, 4-5 e 1 respectivamente para grupos de 1,2,3,4,5,6,7,8 e 9 isoladores danificados. E por último, o que se diferencia bastante no comportamento da cadeia a impulsos de polaridade negativa e positiva, é que no último, a tensão V50% varia suavemente com a posição dos isoladores danificados na cadeia, até a posição de ocorrência do valor máximo, exceto nos casos extremos de 1, 2 e 9 isoladores danificados (figuras 5.6.3, 5.6.7 e 5.6.8).

#### 5.6.2 - Impulsos de Manobra

Os resultados de tensão disruptiva crítica V50% obtidos para os diversos arranjos com os isoladores danificados, quando submetidos a tensões de impulso de manobra, são apresentados nas tabelas 5.6.10 a 5.6.15 e nas figuras 5.6.9 a 5.6.13. Cada tabela corresponde a um grupo de isoladores danificados na cadeia e são apresentados os valores de V50% de polaridade positiva e negativa em função do posicionamento dessas unidades na cadeia, e sua respectiva redução em relação aos valores da cadeia íntegra.

Com a tensão de impulso de manobra estudamos somente os arranjos com grupos superiores a 4 isoladores danificados por cadeia. Os grupos com menos de 3 unidades danificadas e a cadeia composta de isoladores íntegros, não foram

verificados experimentalmente, devido, de um lado, às limitações da capacidade do gerador de impulsos e do outro lado, por estarmos somente interessados em resultados a partir do grupo de 4 isoladores danificados na cadeia, considerando como limite de segurança na execução da manutenção com linha energizada. Estes grupos não estudados não prejudicam as análises dos resultados, pois os valores da tensão disruptiva crítica da cadeia íntegra de 10 isoladores são bem conhecidos, e os demais grupos servem apenas para complementar os dados da parte menos importante do estudo.

Para a análise dos resultados utilizamos os seguintes valores de tensão disruptiva crítica V50% para cadeia com 10 isoladores íntegros:

V50% (polaridade positiva) = 752 kV

V50% (polaridade negativa) = 865 kV

Tabela 5.6.10 - ARRANJO COM 9 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 1 ISOLADOR ÍNTEGRO

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO DE MANOBRA			
Nº	POSICÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %
9	1;2;3;4;5; 6;7;8;9	172,6	77,0	203,2	76,5
9	2;3;4;5;6; 7;8;9;10	163,4	78,3	196,1	77,3
9	1;2;4;5;6; 7;8;9;10	199,4	73,5	191,0	77,9
9	1;2;3;4;6; 7;8;9;10	177,2	76,4	190,5	78,0
9	1;2;3;4;5; 7;8;9;10	175,1	76,7	196,6	77,3
9	1;2;3;4;5; 6;8;9;10	176,9	76,5	196,3	77,3
9	1;2;3;4;5; 6;7;9;10	215,3	71,4	193,3	77,7
9	1;2;3;4;5; 6;7;8;10	202,7	73,0	208,0	76,0
9	1;2;3;4;5; 6;7;8;9	201,2	73,3	212,3	75,5
9	1;3;4;5;6; 7;8;9;10	193,3	74,3	184,8	78,6

Tabela 5.6.11 - ARRANJO COM 8 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 2 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO DE MANOBRA			
Nº	POSIÇÃO	V 50%	REDUÇÃO DA	V 50%	REDUÇÃO DA
		POL(+)KV	TENS.DISRUPT. %	POL(-)KV	TENS.DISRUPT. %
8	1;2;3;4; 5;6;7;8	243,3	67,6	253,0	70,8
8	2;3;4;5; 6;7;8;9	248,3	67,0	256,7	70,3
8	3;4;5;6; 7;8;9;10	217,5	71,1	221,9	74,4
8	1;2;3;4; 7;8;9;10	222,8	70,4	238,2	72,5
8	1;3;4;5; 6;7;8;10	248,0	67,0	251,1	71,0

Tabela 5.6.12 - ARRANJO COM 7 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 3 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO DE MANOBRA			
Nº	POSIÇÃO	V 50% POL(+)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %	V 50% POL(-)KV	REDUÇÃO DA TENS.DISRUP. %
7	1;2;3;4; 5;6;7	324,0	56,9	324,5	62,5
7	1;2;3;7; 8;9;10	341,5	54,6	396,7	54,1
7	1;2;3;4 8;9;10	358,4	52,3	380,6	56,0
7	4;5;6;7; 8;9;10	330,9	56,9	324,5	57,2
7	1;2;4;5; 7;8;10	377,1	49,9	390,0	54,9
7	1;3;4;6 7;9;10	393,0	47,7	411,4	52,4
7	2;3;4;5; 6;7;8	330,2	56,1	326,5	62,3
7	3;4;5;6; 7;8;9	303,4	59,7	311,7	64,0

Tabela 5.6.13 - ARRANJO COM 6 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 4 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO DE MANOBRA			
Nº	POSICÃO	V 50%	REDUÇÃO DA	V 50%	REDUÇÃO DA
		POL(+)KV	TENS.DISRU. %	POL(-)KV	TENS.DISRU. %
6	5;6;7; 8;9;10	393,4	47,7	442,3	48,9
6	3;4;5; 6;7;8	449,1	40,3	448,8	48,1
6	1;2;3; 8;9;10	386,0	48,7	456,7	47,2
6	2;3;4; 5;6;7	414,9	44,8	407,0	53,0
6	4;5;6; 7;8;9	425,5	43,4	459,8	46,8
6	1;2;3; 4;5;6	424,7	43,5	459,7	46,8
6	2;3;4; 7;8;9	440,2	41,5	464,4	46,3
6	2;3;5; 7;9;10	430,0	42,8	455,9	47,3
6	1;2;4; 6;8;9	444,6	40,9	472,2	45,4



Tabela 5.6.14 - ARRANJO COM 5 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 5 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO DE MANOBRA			
Nº	POSIÇÃO	V 50%	REDUÇÃO DA	V 50%	REDUÇÃO DA
		POL(+)KV	TENS.DISRU. %	POL(-)KV	TENS.DISRU. %
5	1;2;3;4;5	470,6	37,4	512,4	40,8
5	2;3;4;5;6	465,9	38,0	592,8	31,5
5	3;4;5;6;7	473,2	37,1	537,4	37,9
5	4;5;6;7;8	495,5	34,1	541,5	37,4
5	5;6;7;8;9	480,9	36,1	551,4	36,3
5	6;7;8;9;10	460,5	38,8	566,1	34,6
5	1;3;5;7;9	475,4	36,8	538,2	37,8
5	2;4;6;8;10	492,8	34,5	551,5	36,2
5	4;5;6;7;9	420,8	44,0	533,3	38,4

Tabela 5.6.15 - ARRANJO COM 4 ISOLADORES DANIFICADOS  
E 6 ISOLADORES ÍNTEGROS

ISOLAD. DANIFICADOS		IMPULSO DE MANOBRA			
Nº	POSICÃO	V 50%	REDUÇÃO DA	V 50%	REDUÇÃO DA
		POL(+)KV	TENS.DISRUP. %	POL(-)KV	TENS.DISRUP. %
4	1;2;3;4	533,3	29,1	604,5	30,1
4	2;3;4;5	512,4	31,9	675,2	22,0
4	3;4;5;6	528,3	29,7	684,8	20,8
4	4;5;6;7	542,6	27,8	627,8	27,4
4	5;6;7;8	539,2	28,3	573,7	33,7
4	6;7;8;9	525,4	30,1	611,7	29,3
4	7;8;9;10	467,7	37,8	614,7	28,9
4	1;2;9;10	476,9	36,6	577,3	33,3
4	3;4;7;8	538,2	28,4	627,0	27,5
4	3;5;7;9	589,1	21,7	597,2	31,0

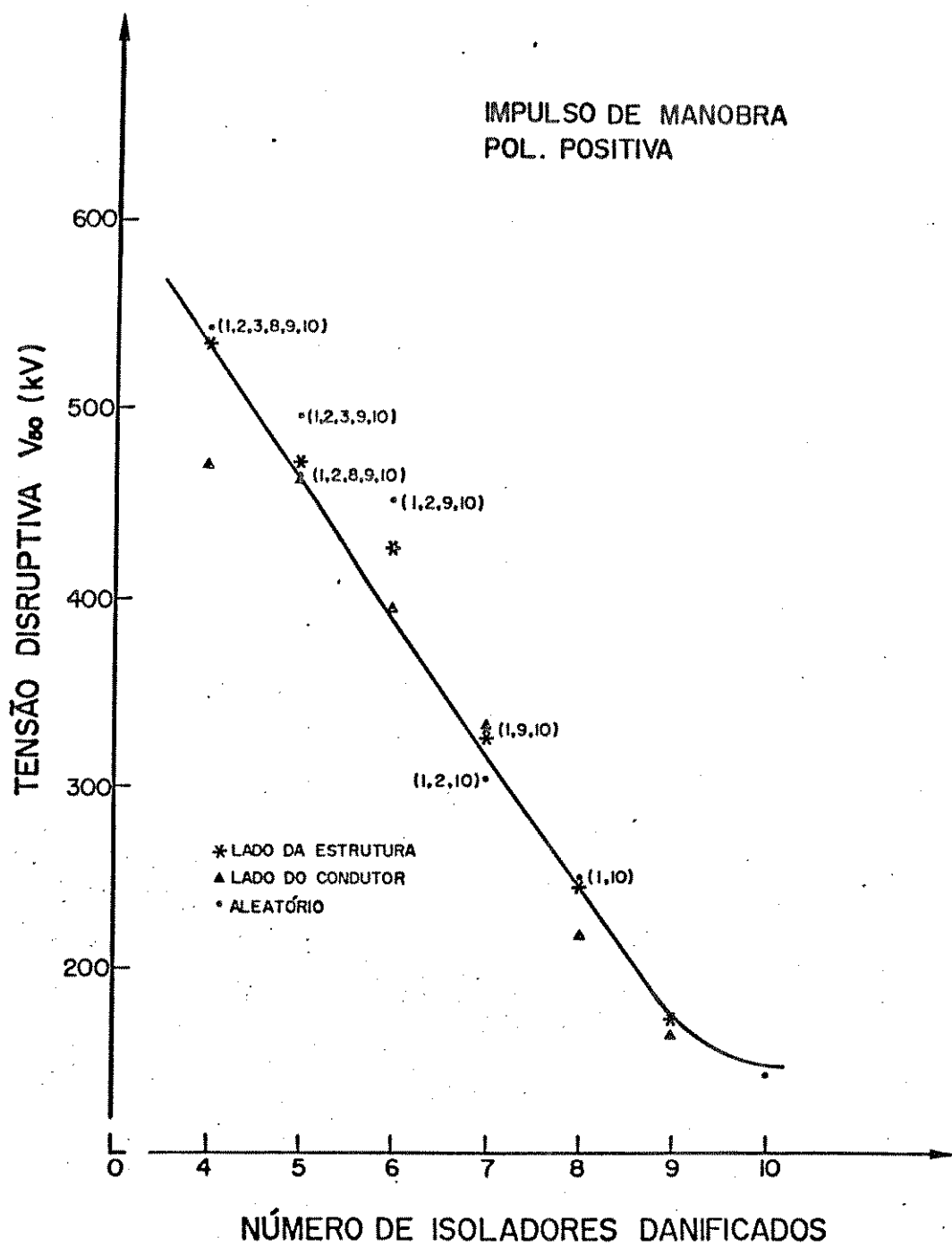


Figura 5.6.9 - V50 % DE POLARIDADE (+) COM A VARIAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

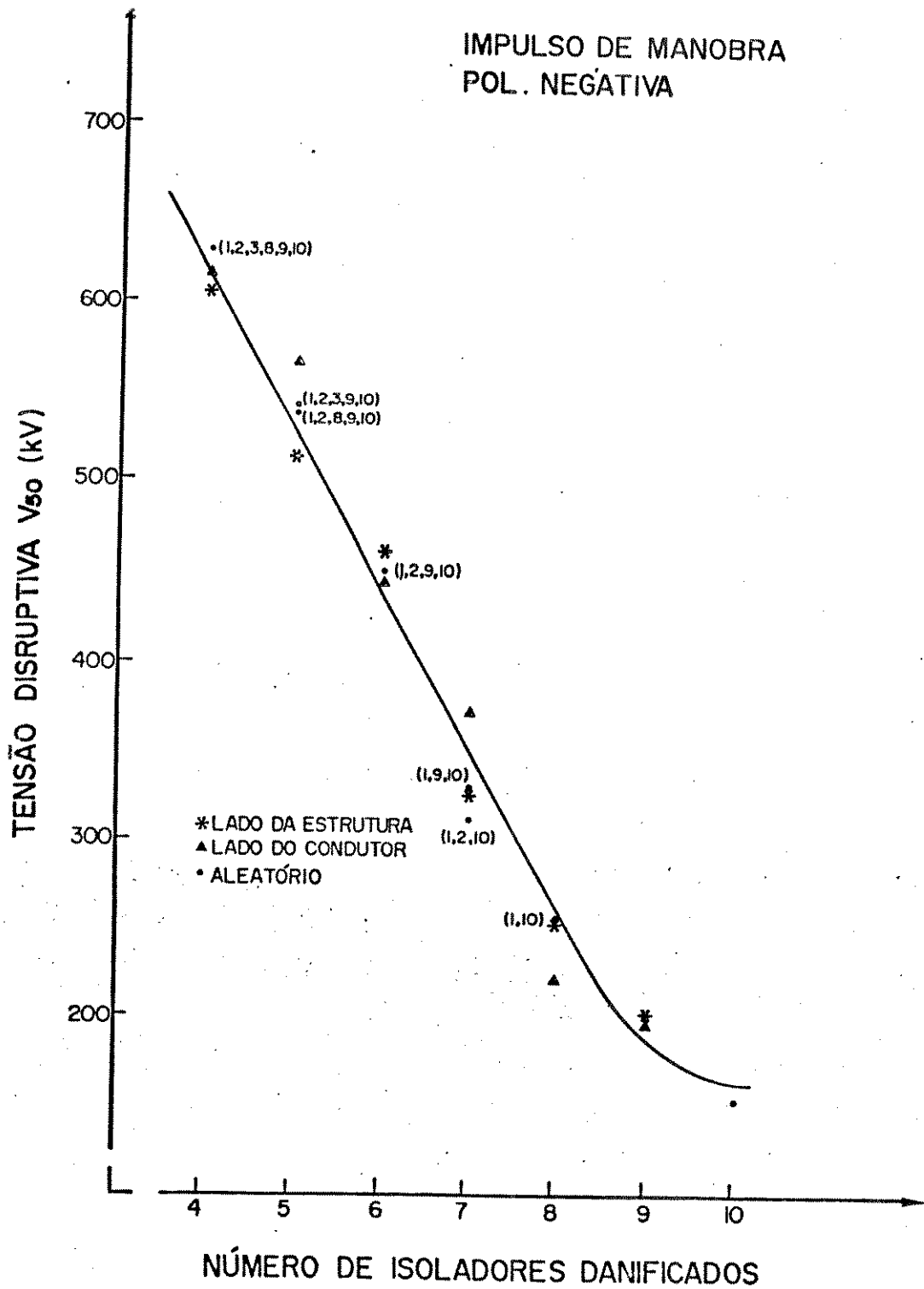


Figura 5.6.10 -  $V_{50\%}$  DE POLARIDADE (-) COM A VARIAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

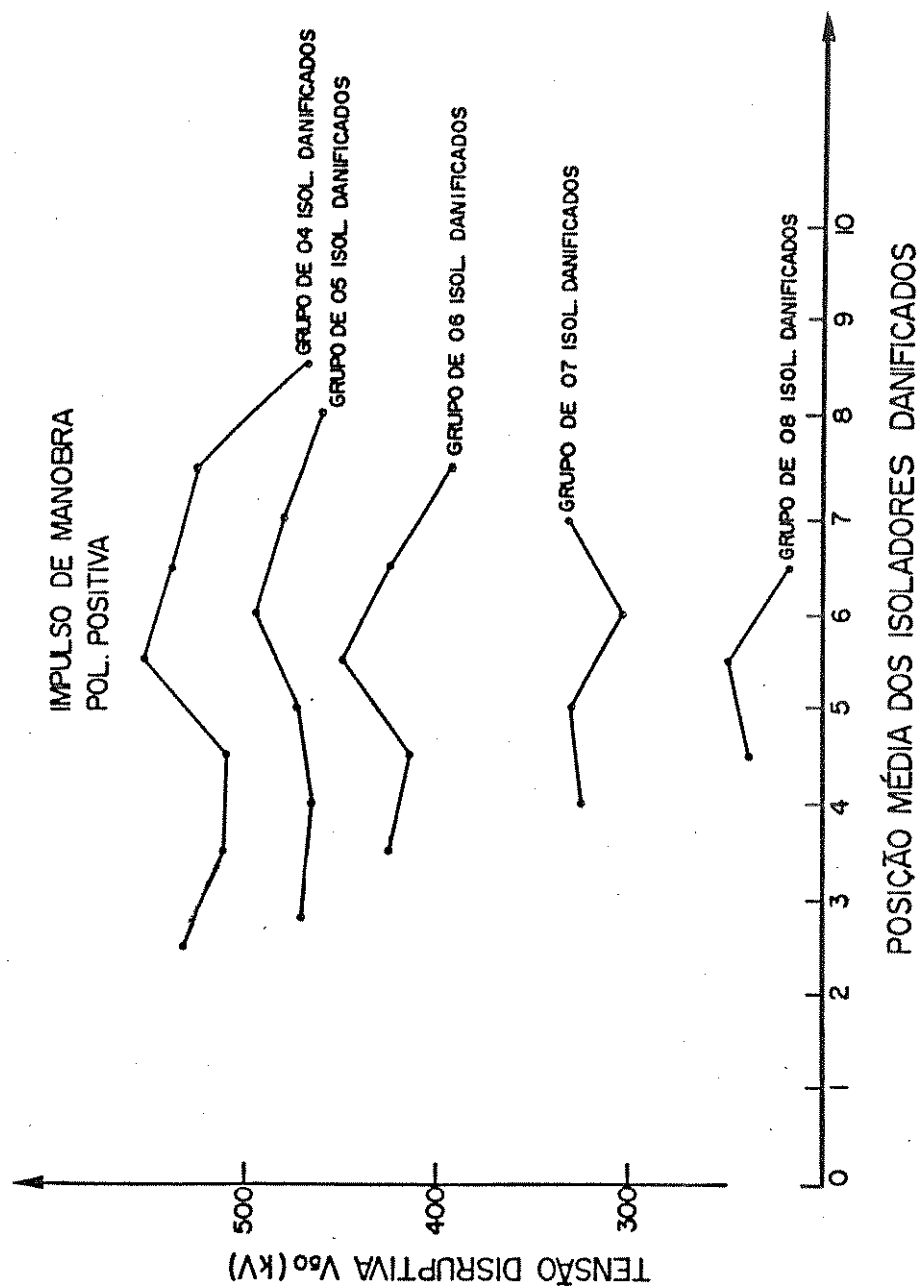


Figura 5.6.11 - V50% DE POLARIDADE (+) PARA ARRANJOS COM 4, 5, 6, 7 e 8 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

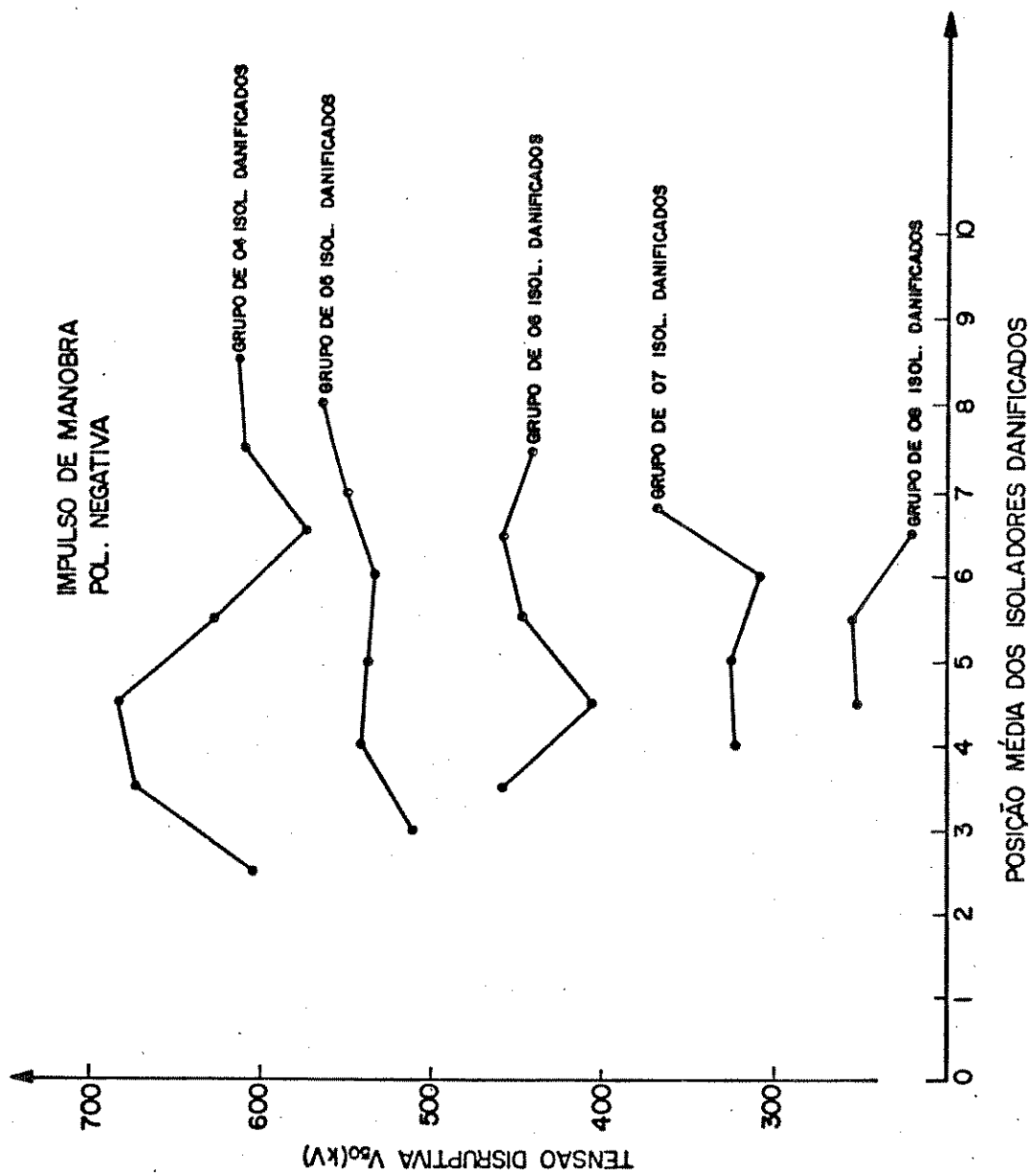


Figura 5.6.12 - V50% DE POLARIDADE (-) PARA ARRANJOS COM 4,5,6,7 e 8 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

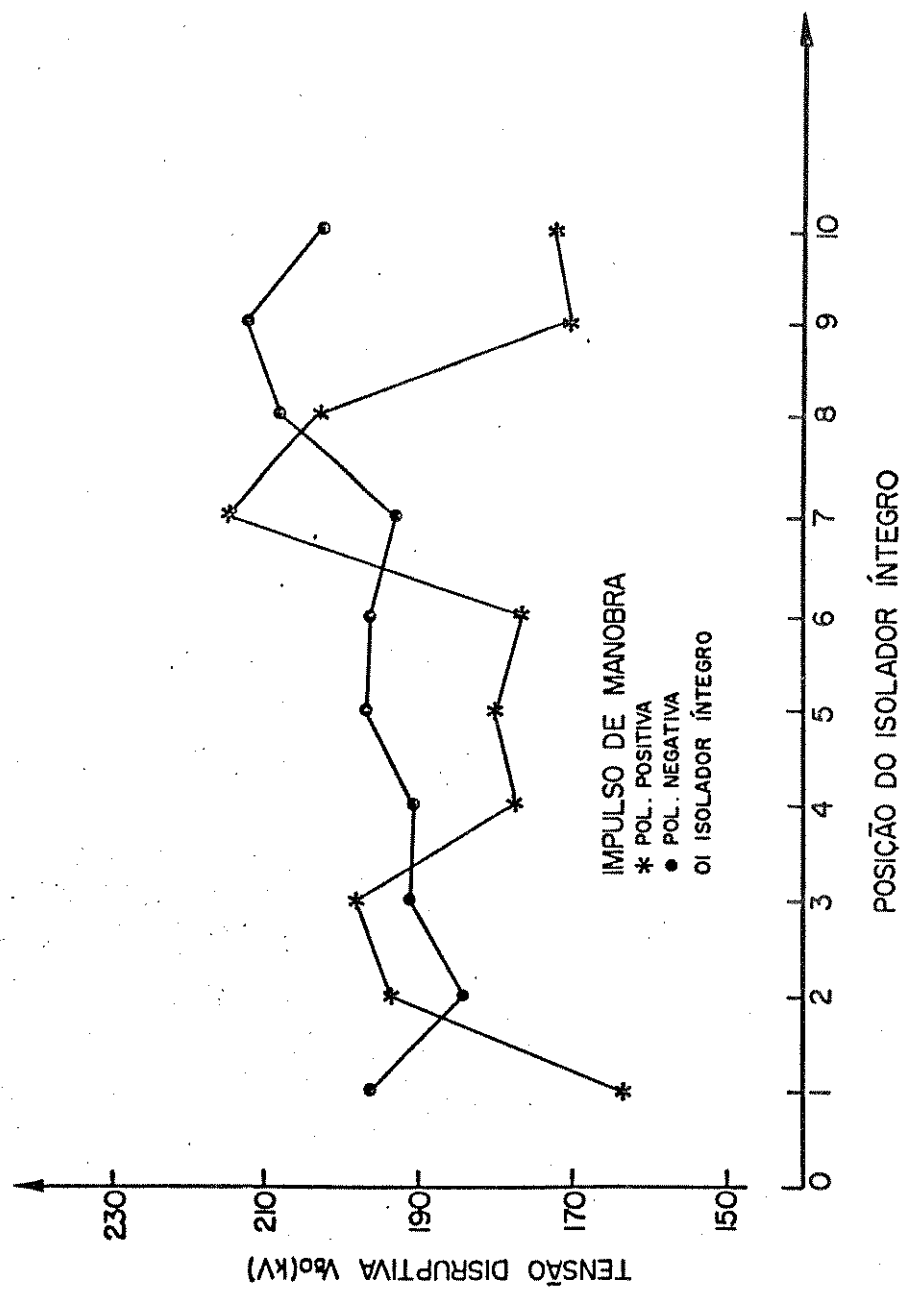


Figura 5.6.13 - V50% DE AMBAS AS POLARIDADES EM ARRANJO COM 9 ISOLADORES DANIFICADOS NA CADEIA

Uma das principais observações que podem ser feitas a partir dos dados das tabelas e das figuras 5.6.9 e 5.6.10 é que tanto na polaridade negativa como na positiva, a tensão disruptiva crítica decresce suavemente, mantendo-se sempre uma certa proporcionalidade com o aumento do número de isoladores danificados na cadeia. Naturalmente, para um dado grupo de isoladores danificados na cadeia, os valores desta tensão variam conforme o posicionamento das unidades danificadas (tabelas 5.6.10 a 5.6.15 e figuras 5.6.11 a 5.6.13). Para impulsos de manobra de polaridade positiva o menor valor de tensão disruptiva crítica ocorre quando os isoladores danificados estão agrupados no lado do condutor (figuras 5.6.11 e 5.6.13). Quando as unidades danificadas estão agrupadas no lado da estrutura, a tensão disruptiva crítica é maior que quando agrupadas no lado do condutor. No entanto, o máximo valor é observado quando as unidades danificadas estão agrupadas no meio da cadeia, ou seja:

$$V50\% \text{ (lado condutor)} < V50\% \text{ (lado estrutura)} < V50\% \text{ (meio da cadeia)}$$

Os valores máximos observados ocorrem nos seguintes posicionamentos médios das unidades danificadas: 5-6, 6, 5-6, 5-6 e 1-6/8-10 respectivamente para grupos de 4, 5, 6, 8 e 9 isoladores danificados na cadeia. O grupo de 7 isoladores danificados mostrou uma característica completamente inversa. A tensão V50% do lado do condutor é o valor máximo do arranjo e também maior que o valor do lado da estrutura. O valor mínimo ocorre no meio da cadeia na posição 6.

Para impulsos de manobra de polaridade negativa, o comportamento da cadeia com as unidades danificadas é mais complexa. A tensão disruptiva crítica ora é menor quando as unidades danificadas estão agrupadas no lado da estrutura, ora quando agrupadas próximo ao condutor, conforme pode ser visto nas figuras 5.6.11 e 5.6.12. Em resumo, temos a seguinte situação:



GRUPO DE ISOLADORES DANIFICADOS	SITUAÇÃO	POSICIONAMENTO	
		MAX.	MIN.
4	LADO C > LADO E	4-5	6-7
5	LADO C > LADO E	8 C	3 E
6	LADO C < LADO E	3-4	4-5
7	LADO C > LADO E	6-7 C	6
8	LADO C < LADO E	5-6	6-7
9	LADO C < LADO E	1-6/8-10	2-10

Verificamos uma inversão nas situações extremas, ou seja, para grupos de 4 e 5 isoladores danificados, quando as unidades danificadas estão agrupadas no lado do condutor, as tensões disruptivas críticas são maiores que quando estas unidades estão agrupadas no lado da estrutura. Exatamente o inverso ocorre para grupos de 8 e 9 isoladores danificados. Com o grupo de 6, a tensão é maior quando estas unidades estão agrupadas no lado do condutor, e no grupo de 7, quando estão agrupadas no lado da estrutura.

Quanto ao efeito da polaridade na tensão crítica, observa-se nas tabelas e figuras, que é mantido o fato de a tensão disruptiva crítica V50% de polaridade positiva ser menor que a de polaridade negativa. No entanto, a diferença entre as polaridades é bem menor que as observadas com cadeias íntegras. Uma relação em torno de 10% é quase sempre mantida porém, ela depende da quantidade de isoladores danificados presentes, da sua localização e da distribuição ao longo da cadeia, podendo em alguns tipos de arranjos, a tensão crítica de polaridade positiva ser da mesma ordem que a de polaridade negativa, ou eventualmente a positiva ser menor que a negativa. Para um dado grupo de isoladores danificados a tensão disruptiva crítica varia conforme a localização dessas unidades na cadeia. Com grupos de 6, 7 8 e 9 isoladores danificados (tabelas 5.6.10 a 5.6.13), portanto, com quantidades muito grandes temos observado em

alguns posicionamentos que a tensão disruptiva de polaridade positiva é maior que a negativa. Essa inversão pode estar associada a fatores como solicitação muito longa, redução da frente de onda, alteração na distribuição do campo, etc.

Outro fator relevante é a suportabilidade dos sabugos. Ensaio feitos somente com sabugos têm mostrado que estes apresentam um valor apreciável de isolação em torno de 20% da isolação total, tanto na polaridade positiva quanto na negativa.

Os resultados obtidos para impulsos de manobra de polaridade positiva concordam com os observados por Hutzler e Riu /1/ e Sadurski /3/.

### 5.6.3 - Frequência Industrial

A tensão de operação nominal da cadeia de isoladores ensaiada é de 138 kV, no entanto, para linhas de transmissão dessa tensão é admitida uma variação de tensão de 5%, ou seja, a tensão máxima de operação é 145 kV.

Visando observar o comportamento dos diversos arranjos da cadeia variando-se o número de unidades danificadas e seu posicionamento, nas condições nominais de operação, os mesmos foram submetidos à tensão de frequência industrial de 138 kV e 145 kV por 2 minutos. Em alguns arranjos, utilizamos um termovisor AGA para observar e registrar, com foto, o comportamento da cadeia.

As principais observações feitas foram:

#### - CADEIA COM 10 ISOLADORES ÍNTEGROS

Suportou ambas as tensões e nada de anormal foi observado.

#### - CADEIA COM 9 ISOLADORES ÍNTEGROS E 1 DANIFICADO, COLOCADO NA POSIÇÃO 10

Suportou ambas as tensões e nada de anormal foi observado.

#### - CADEIA COM 8 ISOLADORES ÍNTEGROS E 2 DANIFICADOS, COLOCADOS NAS POSIÇÕES 9 E 10

Suportou ambas as tensões e nada de anormal foi observado.

- CADEIA COM 7 ISOLADORES ÍNTEGROS E 3 DANIFICADOS, COLOCADOS NAS POSIÇÕES 8,9 E 10

Como os arranjos anteriores, nada de anormal.

- CADEIA COM 6 ISOLADORES ÍNTEGROS E 4 DANIFICADOS

- a) Posição dos Isoladores Danificados - 7,8,9 e 10

Foi observada a existência de corona, tanto com 138 kV, como com 145 kV nas unidades 5,6,8,9 e 10.

- b) Posição dos Isoladores Danificados - 1,2,3 e 4

Foi observada a existência de corona leve nas unidades 6,7,9 e 10 em ambas as tensões.

- c) Posição dos Isoladores Danificados - 4,5,6 e 7

Foi observada a existência de corona leve nas unidades 2, 3 e 4.

- CADEIA COM 5 ISOLADORES ÍNTEGROS E 5 DANIFICADOS

- a) Posição dos Isoladores Danificados - 6,7,8,9 e 10

Foi observada a existência de corona nas unidades 1,5,9 e 10.

- b) Posição dos Isoladores Danificados - 1,2,3,4 e 5

Foi observada a existência de corona na unidade 10.

- c) Posição dos Isoladores Danificados - 4,5,6,7 e 8

Foi observada a existência de corona leve na unidade 10.

- CADEIA COM 4 ISOLADORES ÍNTEGROS E 6 DANIFICADOS

- a) Posição dos Isoladores Danificados - 1,2,3,4,5 e 6

A tensão aplicada ao arranjo foi aumentada lentamente e

o primeiro sinal de corona ocorreu na unidade 10, quando a tensão aplicada era de 90 kV. Com 138 kV aplicado na cadeia, observamos corona em todos os isoladores íntegros e danificados (figura 5.6.14) aumentando de intensidade com a tensão de 145 kV (figura 5.6.15).

b) Posição dos Isoladores Danificados - 5,6,7,8,9 e 10

O início de corona ocorreu com 74 kV e na unidade 4. Na tensão de 138 kV notamos a ocorrência de corona em quase todas as unidades da cadeia, sendo que as de maior intensidade ocorreram nas unidades 3,4,5,6 e 10 (figura 5.6.16). Com 145 kV aplicado na cadeia a ocorrência de corona se generaliza por toda a cadeia (figura 5.6.17).

c) Posição dos Isoladores Danificados - 1,2,3,8,9 e 10

Situação próxima da anterior em 138 kV, para 145 kV observamos corona generalizado em toda a cadeia.

d) Posição dos Isoladores Danificados - 3,4,5,6,9 e 10

O início de corona ocorreu com a tensão 65 kV. Com 75 kV notava-se corona leve nas unidades 1 e 2 e relativamente intensa nas unidades 7 e 8. Com as tensões de 138 kV e 145 kV, embora a cadeia tenha suportado estas tensões, observamos a ocorrência de corona bastante intensa.

- CADEIA COM 3 ISOLADORES ÍNTEGROS E 7 DANIFICADOS

a) Posição dos Isoladores Danificados - 4,5,6,7,8,9 e 10

Observamos corona em todas as unidades da cadeia com a tensão de 138 kV (figura 5.6.18), aumentando de intensidade com 145 kV (figura 5.6.19).

b) Posição dos Isoladores Danificados - 1,2,3,4,5,6 e 7

Observamos claramente que, apesar de continuar a ocorrência de corona em todas as unidades, a intensidade é bem menor que no arranjo anterior em

tensão de 138 kV (figura 5.6.20), aumentando ligeiramente com a tensão de 145 kV (figura 5.6.21).

- CADEIA COM 2 ISOLADORES ÍNTEGROS E 8 DANIFICADOS

a) Posição dos Isoladores Danificados - 3,4,5,6,7,8,9 e 10

Corona forte com 138 kV nas unidades 1,2,4,7 e 8.

Corona forte com 145 kV nas unidades 1,2,3,4,7,8 e 10.

Aumentamos a tensão até a ocorrência de descarga na cadeia, fato que aconteceu quando a tensão aplicada era de 179 kV.

b) Posição dos Isoladores Danificados - 1,2,3,4,5,6,7 e 8

Corona forte com 138 kV nas unidades 1,2,5,6 e 10.

Corona forte com 145 kV nas unidades 1,2,5,6,8,9 e 10.

A tensão foi aumentada e ocorreu a descarga na cadeia com a tensão de 165 kV.

c) Posição dos Isoladores Danificados - 2,3,4,5,6,7,8 e 9

Corona forte com tensões de 138 kV e 145 kV nas unidades 1,3,6,7,9 e 10. A tensão foi aumentada e ocorreu a descarga na cadeia com 169 kV.

- CADEIA COM 1 ISOLADOR ÍNTEGRO E 9 ISOLADORES DANIFICADOS

a) Posição do Isolador Íntegro - 10

Observou-se início de corona com 70 kV, ocorrendo nas unidades 3 e 4. Com 138 kV a ocorrência de corona foi generalizada na cadeia, ocorrendo a descarga com a tensão de 142 kV.

b) Posição do Isolador Íntegro - 1

Corona generalizado em todas as unidades da cadeia, ocorrendo a descarga com a tensão de 128 kV.

c) Posição do Isolador Íntegro - 5

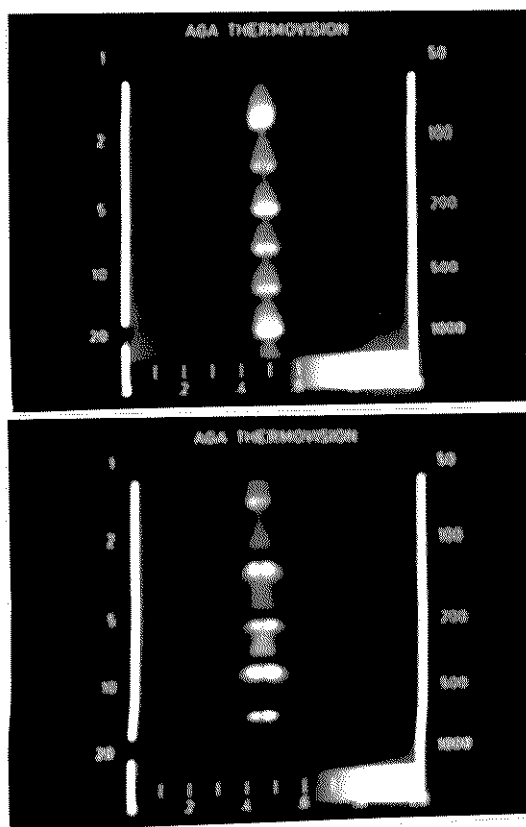
A exemplo do arranjo anterior, corona intenso em todas as unidades, ocorreu descarga com a tensão de 138 kV.

- CADEIA COM 10 ISOLADORES DANIFICADOS

Houve descarga na cadeia com a tensão aplicada de 96 kV.

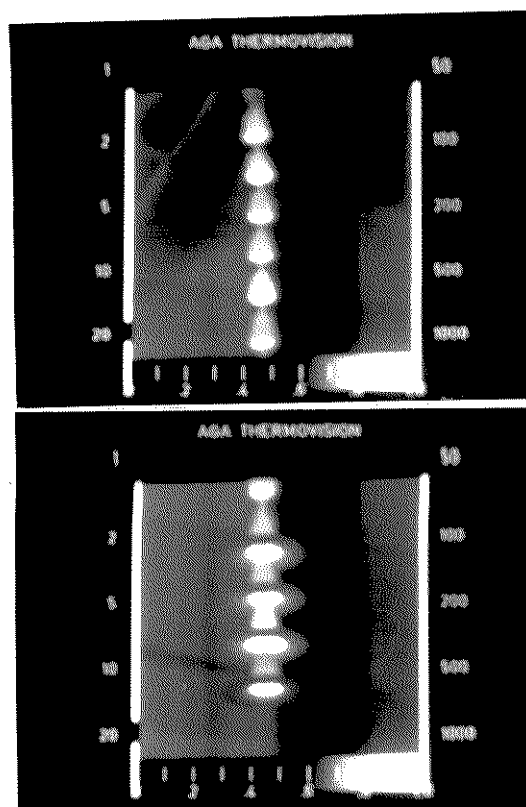
Resumindo as observações acima, temos:

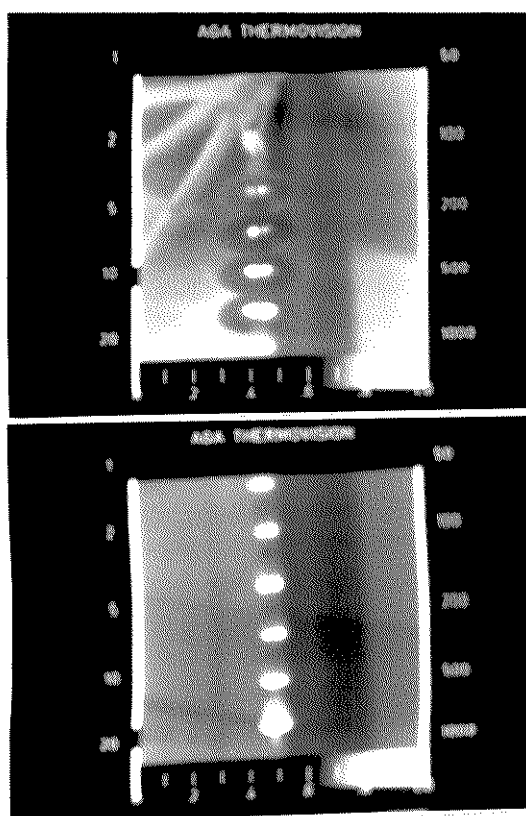
- os arranjos com 10, 9, 8 e 7 isoladores íntegros não apresentaram qualquer anormalidade quando submetidos às tensões de operação e máxima;
- os primeiros sinais de corona ocorreram nos 3 diferentes arranjos estudados compostos de 6 isoladores íntegros e 4 isoladores danificados. A intensidade de corona foi maior quando os isoladores danificados estavam agrupados no lado do condutor, pouco inferior quando agrupados no lado da estrutura e menor ainda quando agrupados no meio da cadeia;
- com 4 isoladores íntegros e 6 isoladores danificados a corona na cadeia foi observado com uma tensão de 90 kV, com os isoladores danificados agrupados no lado da estrutura. Com os isoladores agrupados no lado do condutor, os primeiros sinais de corona surgiram com 74 kV aplicado;
- para arranjos com 2 isoladores íntegros e 8 isoladores danificados a descarga disruptiva ocorreu com a tensão de 179, 165 e 169 kV nos três diferentes arranjos estudados;
- finalmente, com a cadeia composta somente de isoladores danificados a descarga disruptiva foi observada com a tensão de 96 kV.



- Figura 5.6.14  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 138 kV

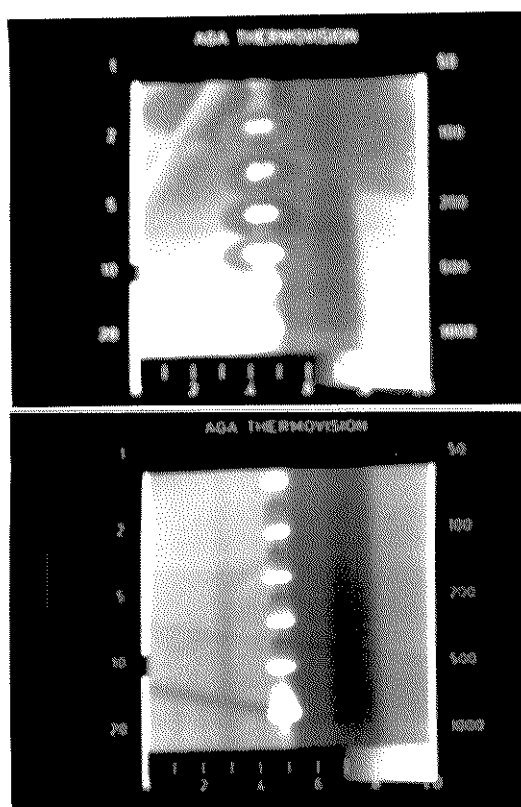
Figura 5.6.15 -  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 145 kV



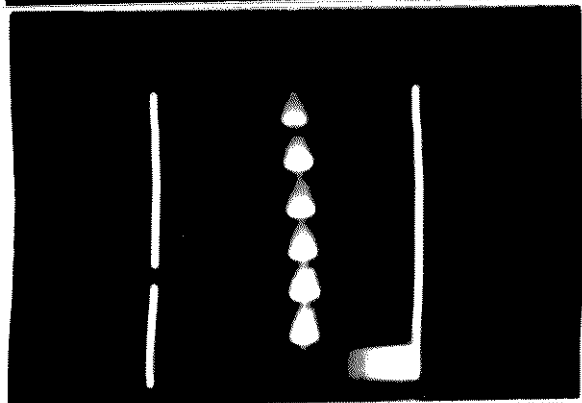
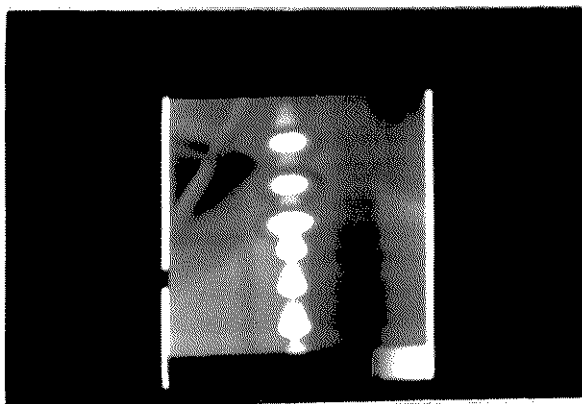


- Figura 5.6.16  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 138 kV

Figura 5.6.17 -  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 145 kV







- Figura 5.6.18  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 138 kV

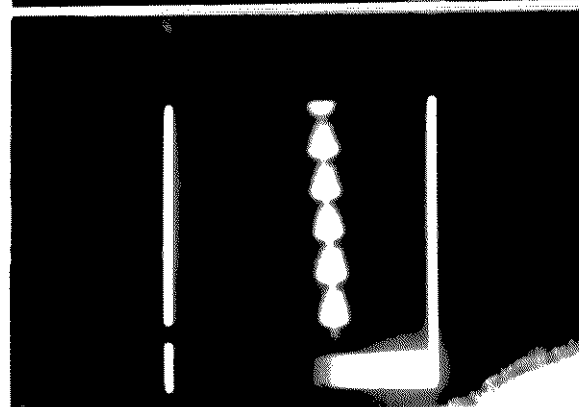
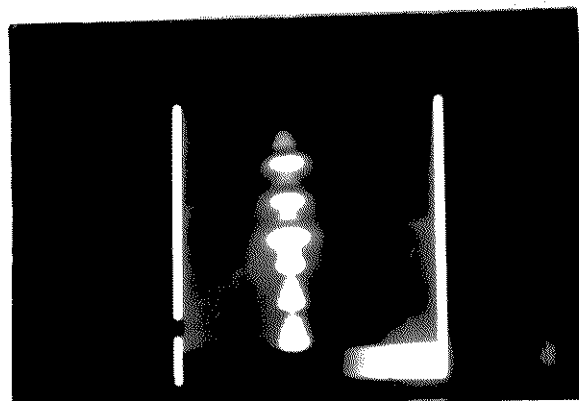
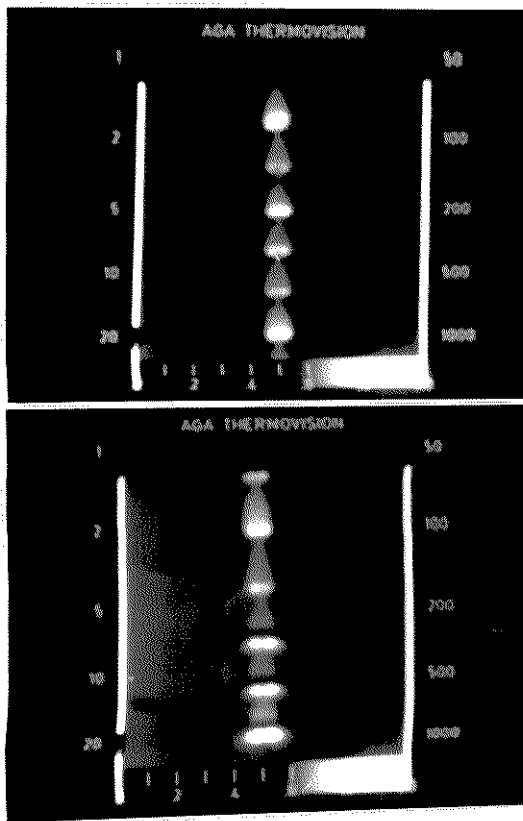


Figura 5.6.19 -  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 145 kV



- Figura 5.6.20  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 138 kV

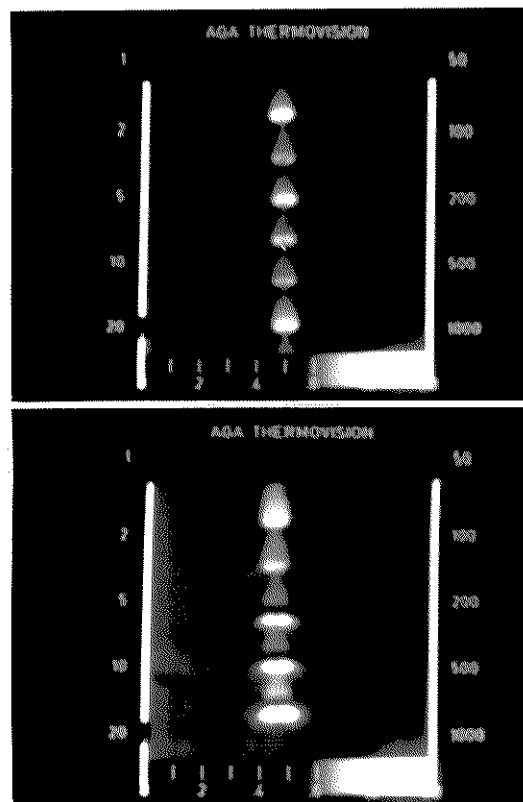


Figura 5.6.21 -  
Fotos com termovisor  
de arranjo submetido  
à 145 kV

## 5.7 - Aplicação dos Resultados à Manutenção com Linha Energizada

Conforme descrevemos anteriormente, salvo algumas ressalvas, a partir do conhecimento do comportamento dielétrico de uma cadeia, como estudado neste trabalho, podemos determinar a quantidade de isoladores íntegros na cadeia, necessários para que a manutenção possa ser efetuada com segurança.

Antes de mostrarmos como isso pode ser feito, lembramos que a manutenção com a linha energizada não é efetuada quando as condições climáticas são desfavoráveis, ou seja, quando o tempo estiver úmido, ventos fortes ou ameaça de chuva. Dessa forma, para determinarmos pura e simplesmente o número de isoladores íntegros permissíveis à execução dos trabalhos, não temos que nos preocupar com o comportamento dielétrico às solicitações de frequência industrial, sobretensões temporárias e as de origem atmosférica. O que restringe, portanto, nossos cálculos ao o comportamento da cadeia a impulsos de manobra, ou seja, da rigidez dielétrica da cadeia com as unidades danificadas que dependem da quantidade, sua localização e a forma como estão distribuídas ao longo da cadeia.

Outro item que deve ser considerado é quanto ao conhecimento das condições reais de operação do sistema, conhecer quais são as sobretensões e os seus valores máximos esperados. Nesse aspecto, dentre as sobretensões apresentadas de forma resumida na tabela 3.4.1, algumas podem ser eliminadas de imediato como é o caso das sobretensões oriundas de religamento tripolar e monopolar e as devidas à energização das linhas. A primeira, pelo fato da manutenção com a linha energizada ser sempre efetuada com os religadores dos disjuntores das subestações terminais da linha bloqueados. Segundo, em virtude da linha sob manutenção já se encontrar energizada. Assim, somente alguns eventos como eliminação de curtos, rejeição de carga, ocorrência de curtos, abertura de cargas indutivas, abertura de linhas em vazio e outros, podem ser os responsáveis por sobretensões no sistema.

Para a obtenção da rigidez dielétrica final é necessário conhecer as influências dos equipamentos utilizados na manutenção com a linha energizada. Vários pesquisadores têm estudado a respeito /3, 30, 31/ e sabe-se que há efeitos nada desprezíveis, porém, os resultados obtidos não nos permitem quantificar com certeza a influência desses equipamentos. A partir dos resultados apresentados no item 4.7, adotamos uma redução da ordem de 10% no valor da tensão disruptiva crítica para os cálculos a seguir, pois julgamos ser um valor razoável já que as ferramentas usadas possuem poucas partes metálicas:

a) quantidade mínima para quando ocorre rejeição de carga:

- tensão eficaz fase-terra

$$V_{ft} = 138 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 112,7 \text{ kV}$$

- valor da sobretensão esperada: 2 pu

$$V_{\text{máx}} = 112,7 \times 2 = 225,4 \text{ kV}$$

- tensão disruptiva crítica V50%

$$V_{50\%} = \frac{V_{\text{máx}}}{(1 - 3\sigma)}$$

onde:

$$\sigma = 5\% \text{ para sobretensões de manobra.}$$

$$V_{50\%} = \frac{225,4}{(1 - 3 \times 0.05)} = 265,2 \text{ kV}$$

Ao valor dessa tensão disruptiva crítica  $V_{50\%}$  deve ser acrescida a redução da rigidez dielétrica causada pelos efeitos dos equipamentos empregados na manutenção, a qual definimos ser de 10%. Temos, assim:

$$V_{50\%} = 1.1 \times 265,2 = 291.7 \text{ kV}$$

O valor de tensão disruptiva crítica a sobretensões de manobra de polaridade positiva, maior que o calculado é que definirá a quantidade de isoladores íntegros necessários à execução dos serviços de manutenção de forma segura.

Segundo a tabela 5.6.12, temos para cadeias compostas de 7 isoladores danificados e 3 íntegros valores de  $V_{50\%}$  de impulsos de polaridade positiva sempre maiores que 303.4 kV, independente do posicionamento das unidades danificadas. A princípio, nesse caso, a manutenção pode ser efetuada com segurança até um mínimo de 3 isoladores íntegros.

No entanto, tendo em vista as variações da rigidez dielétrica, com os contaminantes como sujeiras, partículas, além dos fatores climáticos como umidade, temperatura, etc., cuja influência é difícil de ser aferida, a quantidade de 3 isoladores íntegros deve ser encarada com certa cautela para determinados posicionamentos, pois valores de tensão disruptiva crítica estão muito próximos do valor esperado de sobretensão.

b) quantidade mínima para quando ocorrem curtos:

- valor da sobretensão esperada: 2.2 pu

$$V_{\text{máx}} = 112.7 \times 2.2 = 248.0 \text{ kV}$$

- tensão disruptiva crítica

$$V_{50\%} = \frac{248,0}{(1 - 3 \times 0,05)} = 291,8 \text{ kV}$$

- efeito dos equipamentos: 10%

$$V_{50\%} = 1.1 \times 291.8 = 321.0 \text{ kV}$$

Da tabela 5.6.12, verificamos que alguns arranjos com 3 isoladores íntegros e 7 isoladores danificados suportam esse valor de tensão disruptiva crítica. Ao adotar essa quantidade, cuidados devem ser tomados, pois, dependendo de como as unidades danificadas estiverem distribuídas na cadeia, a rigidez dielétrica do arranjo poderá estar próximo, ou ser menor que o valor encontrado. Por questão de segurança, deve-se adotar um mínimo de 4 isoladores íntegros na cadeia (figura 5.6.13).

c) quantidade mínima para casos de sobretensões causadas por abertura de linhas com cargas indutivas:

- sobretensão esperada: 2.5 pu

$$V_{\text{máx}} = 112.7 \times 2.5 = 281.8 \text{ kV}$$

- tensão disruptiva crítica

$$V_{50\%} = \frac{281,8}{(1 - 3 \times 0,05)} = 331,5 \text{ kV}$$

- efeito dos equipamentos: 10%

$$V_{50\%} = 1.1 \times 331.5 = 364.7 \text{ kV}$$

Poucos arranjos com 3 isoladores íntegros e 7 isoladores danificados (tabela 5.6.12) suportam o valor de sobretensão esperado. No entanto, a fim de termos segurança, independentemente da localização dos isoladores danificados, a melhor opção é o arranjo composto por 4 isoladores íntegros e 7 isoladores danificados (tabela 5.6.13), pois todos os arranjos suportam o valor de sobretensão esperado.

O maior valor de sobretensão de manobra que pode ocorrer no sistema de 138 kV, quando todos os cuidados na execução da manutenção com linha energizada foram tomados é de 2,5 pu quando da abertura de cargas indutivas, portanto, para efeito de padronização de valores, deve-se adotar 4 isoladores íntegros como número mínimo de isoladores na cadeia quando da manutenção com linha energizada.

A manutenção com linha energizada, com menor número de isoladores íntegros na cadeia pode ser feita com a mesma segurança limitando-se o valor máximo de sobretensão de manobra na cadeia. Isso pode ser obtido instalando-se gaps de proteção nas estruturas adjacentes à estrutura sob manutenção, ou nos terminais da linha junto às subestações /2/ e /4/.

## CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES

A tensão disruptiva crítica V50% da cadeia de isoladores com unidades danificadas à tensões de impulsos depende da sua polaridade, forma de onda e varia com o número de unidades danificadas de acordo com o posicionamento e distribuição destas ao longo da cadeia. As seguintes conclusões podem ser tiradas a partir dos nossos estudos:

- A tensão disruptiva crítica V50% da cadeia composta somente de unidades danificadas à impulsos, é em torno de 20% do valor da cadeia íntegra. Para impulsos de origem atmosférica de polaridade negativa este valor aumenta para 25%.

- A tensão disruptiva crítica V50% à impulsos de polaridade negativa é geralmente maior que à polaridade positiva. Com grande número de unidades danificadas na cadeia, a diferença da tensão V50% entre as polaridades positiva e negativa varia bastante conforme o seu posicionamento e se os mesmos estão agrupados ou não. Dependendo desta configuração a tensão disruptiva crítica V50% do arranjo de polaridade positiva pode ser até maior que o de polaridade negativa em alguns casos.

- Em impulsos de polaridade positiva a tensão disruptiva crítica V50% é menor quando as unidades danificadas estão agrupadas junto ao condutor. Quando as unidades danificadas estão agrupadas no meio da cadeia, ocorre o valor máximo do arranjo. De uma maneira geral temos:

$$V50\%(\text{lado condutor}) < V50\%(\text{lado estrutura}) < V50\%(\text{meio da cadeia})$$

Para impulsos de polaridade negativa o comportamento da cadeia com unidades danificadas é mais complexo. A tensão disruptiva crítica V50% máxima ocorre quando as unidades danificadas estão em arranjos no meio da cadeia ou próximos à estrutura. Os valores de tensão disruptiva crítica V50% de arranjos com as unidades danificadas junto ao condutor, são maiores que o valor de V50% quando as unidades danificadas



estão junto a estrutura, isto para arranjos compostos de 1 a 5 unidades danificadas. O fato se inverte para 8 e 9 unidades danificadas na cadeia. Observamos a possível existência de uma faixa de transição que ocorre quando temos arranjos com 6 e 7 isoladores danificados.

Quanto a tensão AC, observamos que o arranjo suporta a tensão nominal de 138 kV assim como a tensão máxima de operação de 145 kV até a cadeia composta por 8 isoladores danificados, estejam estes agrupados ou distribuídos ao longo da cadeia. Sinais apreciáveis de corona foram observados somente a partir de 4 isoladores danificados na cadeia. Os sinais de corona ocorrem nas unidades danificadas e também nas unidades íntegras, sendo que a sua intensidade é variável conforme o posicionamento e distribuição dessas unidades ao longo da cadeia. Uma observação curiosa é que mesmo com a tensão de 60 Hz a suportabilidade da cadeia composta somente de unidades danificadas é bastante elevada, da ordem de 100 kV.

Supondo que 2,5 pu seja o valor máximo esperado de sobretensão de manobra no sistema de 138 kV e considerando as precauções impostas para a manutenção com linha energizada, os resultados deste estudo, permitem definir a quantidade mínima de 4 isoladores íntegros na cadeia, como sendo o número mínimo necessário para que a manutenção possa ser efetuada de forma segura. Este número está de acordo com algumas os valores adotados por algumas empresas de energia mostrados na tabela 1.1 do capítulo 1.

Este número não pode no entanto ser adotado como absoluto e definitivo, podendo conforme o posicionamento e a distribuição das unidades danificadas na cadeia, serem efetuadas manutenções com menor número. Estudos a este respeito devem ser efetuados visto a ocorrência de grande variação da tensão disruptiva crítica V50% com a distribuição das unidades danificadas na cadeia.

Dos resultados experimentais obtidos, certos pontos merecem ser estudados visando complementar a análise do comportamento dielétrico da cadeia. Para cadeias compostas de isoladores íntegros, a tensão disruptiva crítica V50% a impulsos de polaridade negativa é sempre maior que a de polaridade positiva. Esse comportamento também foi observado

para cadeias com unidades danificadas. No entanto alguns arranjos submetidos a impulsos de manobra com 9, 7 e 6 isoladores danificados apresentaram comportamento inverso. A ocorrência ou não desse comportamento deve ser esclarecida. Outro fator observado é que para impulsos de polaridade negativa constatou-se uma alternância dos valores mínimos de V50% que ocorreram quando os isoladores estavam agrupados ora no lado do condutor, ora no lado da estrutura e as vezes próximo aos extremos. Esse comportamento não foi observado para impulsos de polaridade positiva, que mantiveram a mesma tendência com os diferentes arranjos. Estudos experimentais adicionais são necessários para esclarecer esse tipo de comportamento, bem como uma análise teórica mais detalhada como distribuição de campo, mecanismo de descarga, etc, que possam embasar o comportamento verificado experimentalmente. No que tange a aplicação dos resultados na manutenção com linha energizada, não há ainda valor definido do fator de redução de V50% da cadeia, devido aos equipamentos usados na manutenção. Há varios estudos a respeito, mas os resultados não são conclusivos. Provavelmente isso ocorra devido ao grande número de ferramentas e métodos de manutenção diferentes. No entanto é necessário um estudo profundo do assunto de modo que não haja dificuldades para se avaliar seus efeitos. No estudo abordamos somente cadeia de isoladores de vidro com unidades danificadas. Para cadeia com isoladores de porcelana sabemos que seu comportamento, quando a "saia" está totalmente danificada, é semelhante aos de vidro. No entanto na prática os isoladores de porcelana se quebram de modos diferentes e que essa porção de porcelana remanescente altera o comportamento da cadeia. É necessário portanto um estudo do comportamento de cadeia de isoladores de porcelana com unidades danificadas, pois um grande número de linhas de transmissão são compostas de isoladores de porcelana, além de linhas que utilizam vidro e porcelana.

## BIBLIOGRAFIA

- /1/- B.Hutzler e J.P.Riu - "Behaviour of Long Insulator Strings with Broken Units", CIGRE 33.85 (WG07) 7 IWD, 1985
- /2/- B.Hutzler - "Performance of External Insulation During Live-Line Maintenance and Repair Work with Special Reference to Transient Overvoltages", CIGRE 33.86 (WG 07) 5 IWD, 1986
- /3/- K.J.Sadurski - "Live-Line Work on Power Lines: Switching Impulse Strength of Insulator Strings with Broken Glass Discs", CIGRE 33.85 (WG07) 6 IWD, 1985
- /4/- IEEE Towers, Poles and Conductors Subcommittee - "Live-Line Maintenance Methods", IEEE PAS 92, 1973, pp 1642 a 1648
- /5/- J.H. Dunlap, J.M. Van Name e J.A. Henkener - "Robotic Maintenance of Overhead Transmission Lines"; IEEE PWRD 1, 1986, pp 280 a 284
- /6/- L.T. Ulloa - "Manual para el Mantenimiento de Lineas en Caliente", Cia. Cubana de Eletricidade, Havana Cuba 1968
- /7/- EPRI - "Transmission Line Reference Book 345 kV and Above", 1982, pp 463 a 597
- /8/- Edison Electric Institute - "EHV Transmission Line Reference Book", 1968
- /9/- W.W. Lewis - "Protection of Transmission Systems against Lightning", New York, Dower Publications Inc., 1965
- /10/- R.H. Golde - "Lightning", Vols. 1 e 2, New York, Academic Press - 1977
- /11/- K.H. Schneider and K.H. Weck - "Parameters Influencing the Gap Factor", Electra n.35, 1974, pp 25

- /12/- M. Erche - "Surges in High Voltage Networks", Plenum Press, N. York, 1980, pp 63 a 95
- /13/- K.H. Weck - "Principles and Procedures of Insulation Co-ordination", IEEE Proceedings vol 138, 1987, pp 145 a 152
- /14/- Task Force 03 - "Evaluation of the Switching Impulse Strength of External Insulation", CIGRE Electra n. 94, 1984, pp 77 a 95
- /15/- D.E. Hedman - "Coordenação de Isolamento" - Centrais Elétricas Brasileiras S/A, 1979, pp 1 a 67
- /16/- L.Paris e R.Cortina - "Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings", IEEE PAS 87, 1968, pp 947 a 957
- /17/- L.Paris - "Influence of Air Gaps Characteristics on Line to Ground Switching Surges Strength", IEEE Vol PAS 86, 1967, pp 936 a 947
- /18/- G. Gallet, G. Leroy, R. Lacey and I. Kromer - "General Expression for Positive Switching Impulse Strength Valid up to Extra Long Air Gaps", IEEE PAS 94, 1975, pp 1989 a 1993
- /19/- J.Reichman - "Safety Aspects of Live-Line Work Methods", IEEE PAS-100, 1981, pp 3478 a 3484
- /20/- J.R.Fonseca e L.A.R. Assunção - "Influence of Tool Type on Live-Line Work", CIGRE 33-87 (WG 07) 9 IWD, 1987
- /21/- J.R. Fonseca - "Detremination of the Safety Distance for Live-Line Maintenance", CIGRE 33.85 (WG 07) 8 IWD, 1985
- /22/- Xiang Liren - "Preliminary Results of Experimental Studies on the Dielectric Strength of 500 kV Tower Window in Live-Line Manutenance", CIGRE 33.86 (WG 07) 7 IWD, 1986

- /23/- IEEE Committee Report - "Recommendation for Safety in Live--Line Maintenance", IEEE PAS 87, 1968, pp 346 a 351
- /24/- A.Elek e J.W.Simpson - "Safe Clearances and Protection Against Shocks During Live-Line Work", AIEE, 1961, pp 897 a 902
- /25/- P.C.V. Esmeraldo e J.R.Fonseca - "Calculation of Minimum Safety Distances for Live-Line Maintenance A Statistical Method Applied to 765 kV AC Itaipu Lines", IEEE PWRD-1, 1986, pp 264 a 271
- /26/- P.J. Lambeth e D.H.Ngnyen - "Air Cleanances for Electric Railways: A Study of the Breakdown Voltage of Rod-Plane Gaps in a Variety of Atmospheric Conditions", IEEE PAS 104, 1985, pp 2872 a 2900
- /27/- T.HARADA, Y.AIHARA e Y.AOSHIMA - "Influence of Humidity on Lightning and Switching Impulse Flashover Voltages", IEEE PAPER 70 TP 613-PWR.
- /28/- W. Busch - "Air Humidity: An Important Factor for UHV Design", IEEE PAS 97, 1978, pp 2086 a 2093
- /29/- T. HARADA, Y.AOSHIMA, Y.ISHIDA, K.ANJO e N.NIMURA - "Influence of Air Density on Flashover Voltages of Air Gaps and Insulators", IEEE PAS-80, 1970, pp 1192 a 1202
- /30/- A. Pighini, M. Moreno, R. Cortina et all - "Influence of Air Density on the Impulse Strength of External Insulation", IEEE PAS 104, 1985, pp 2888 a 2900
- /31/- B. Hutzler e J.P. Riu - "Behaviour of Long Insulator Strings in Dry Conditions" - IEEE PAS 98, 1979, pp 982 a 990
- /32/- T. Udo - "Sparkover Characteristics of Large Gap Spaces and Long Insulator Strings", IEEE PAS 83, 19964, pp 471 a 483

/33/- K. Feser and A. Pignini - "Influence of Atmospheric Conditions on the Dielectric Strength of External Insulation", Electra n.112, 1987, pp 83 a 95