

ENSAIO INTRODUTÓRIO A COORDENAÇÃO
DOS ISOLAMENTOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

JOSÉ JUCÁ JÚNIOR

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COOR-
DENAÇÃO DOS CURSOS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DA
PARAÍBA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRÁU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M. Sc.)

ORIENTADOR: JOHN ERNEST JONES

CAMPINA GRANDE
ESTADO DA PARAÍBA - BRASIL

AGOSTO DE 1972



J91e Jucá Júnior, José.
Ensaio introdutório à coordenação dos isolamentos em sistemas de potência / José Jucá Junior. - Campina Grande, 1972.
[117] f.

Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, 1972.
"Orientação : Prof. John Ernest Jones".
Referências.

1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Isolamentos. 3. Dissertação - Ciências. I. Jones, John Ernest. II. Universidade Federal da Paraíba - Campina Grande (PB). III. Título

CDU 621.111(043)

R E S U M O

A técnica de coordenação dos isolamentos em sistemas de potência, evoluiu até os dias atuais, através de investigações realizadas durante muitos anos de estudos.

Sempre esteve presente a colaboração entre fabricantes e operadores do sistema, em busca de melhoras dos métodos empregados.

Últimamente, tem sido desenvolvido o método estatístico. Sua aplicação a sistemas EHV e UHV, mostra que os resultados obtidos são mais satisfatórios, do que os do método convencional.

C O N T E Ú D O

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
Coordenação Setorial de Pós-Graduação
Rua Aprígio Veloso, 882 Tel (683) 321 7222-R 355
58.100 - Campina Grande - Paraíba

1.	INTRODUÇÃO	1 - 2
2.	AS SOBRETENSÕES	2 -26
	2.1 - Sobretensões devido a descargas atmosféricas	1
	2.2 - Sobretensões temporárias	17
	2.3 - Sobretensões devido manobras	23
	2.4 - Conclusão	24
3.	OS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	1 -16
	3.1 - Os pára-raios	1
	3.2 - Os rod gaps	12
4.	A COORDENAÇÃO DOS ISOLAMENTOS	1
	4.1 - Introdução	1
	4.2-- Aspectos das investigações de campo, sobre as características dos surtos de manobra ..	5
	4.3 - Testes de isolamentos ante sobtensões de ma nobra	11
	4.4 - Exemplo ilustrativo da coordenação dos iso lamentos em uma subestação	18
5.	REDUÇÃO DOS NÍVEIS DE ISOLAMENTOS	1 -20
	5.1 - Importância dos pára-raios na redução dos níveis de isolamentos de uma subestação ...	2
	5.2 - Determinação dos níveis de isolamentos de transformadores	13
6.	O MÉTODO ESTATÍSTICO	1 -17
	6.1 - Introdução	1
	6.2 - Procedimento para a coordenação de isolamen tos em sistemas EMV e UHV	6
	6.3 - Fundamentos para a determinação da tensão crítica de faiscamento e tensão de resistên cia de isolamentos	9
7.	CONCLUSÃO	1
	BIBLIOGRAFIA	1 - 2

LISTA DE FIGURAS E TABELAS

Fig. 2.1 - Forma de onda característica da corrente associada a queda de raios	5
Fig. 2.2 - Valores de T_1 e T_2 de acordo como são de finidos e estabelecidos de forma particular	7
Fig. 2.3 - Trecho de uma linha de transmissão constituído pelas tórres, isoladores e condutores	8
Fig. 2.4 - Representação esquemática de uma tórre de linha de tranmissão	10
Fig. 2.5 - Representação esquemática de uma tórre de linha de transmissão, com fio terra .	11
Fig. 2.6 - Composição da onda incidente e ondas refletidas em um ponto de junção de uma linha de transmissão: a) Z_1 Z_2 - b) Z_1 Z_2	14
Fig. 2.7 - a) Tensão em um ponto terminal ligado à terra ($Z_2 = 0$) b) Tensão em um ponto terminal em aberto ($Z_2 = \infty$)	15
Fig. 2.8 - a) Ilustração de uma subestação simples b) Ilustração de uma subestação com dois circuitos	16
Fig. 2.9 - Representação de uma linha trifásica à partir de um transformador	18
Fig.2.10 - Tensão máxima entre fase e terra, durante uma falha em sistemas com neutro isolado, em função da relação entre a reatância capacitiva de sequência zero X_0 , e a reatância capacitiva de sequência positiva X_1	22

Fig. 2.11	- Relação $\frac{V}{X_1}$ em função de $\frac{V}{X_2}$, válida para sistemas aterrados, para diferentes valores de tensão máxima entre fase-terra, de 65 a 100% da tensão de linha, para: a) $R_1/X_1 = 0$ b) $R_1/X_1 = 0,1$	22
Fig. 2.12	- Variação da sobretensão de manobra admissível, com a tensão do sistema	25
Fig. 2.13	- Relação entre o número de faltas devido a queda de raios por 100 KM e por ano, e a tensão do sistema	26
Tab. 2.1	- Valores prováveis de T_1 e T_2 estabelecidos de observações e estudos experimentais	6
Fig. 3.1	- Característica de proteção de um pára-raios	4
Fig. 3.2	- Curvas de tensão disruptiva de impulso de pára-raios típicos de válvula e de expulsão, do tipo distribuição	5
Fig. 3.3	- a) Variação da rutura do centelhador do pára-raios com a velocidade de crescimento da tensão. b) Variação da tensão de descarga com o valor e velocidade de crescimento da corrente de surto, para pára-raios do tipo estação	10
Fig. 3.4	- a) Disposição dos equipamentos de uma subestação, e pára-raios. b) Zona de proteção do pára-raios para surtos de baixa frente de onda. c) Redução na zona de proteção do pára-raios, para surtos de frente de onda escarpadas. d) Zonas de proteção oferecidas pelos gaps, abrangendo a região desprotegida	13

Fig. 3.5 - Características de impulso crítico de faiscamento do gap forma H e o gap padrão do AIEE, para ondas de $1\frac{1}{2} \times 40$ us de polaridade positiva e negativa.	16
Fig. 3.6 - Características de tensão-tempo para faiscamento em aplicação de ondas de $1\frac{1}{2} \times 40$ us, de polaridade negativa, para um espaçamento de 30 polegadas.	16
Tab. 3.1- Custos para conjuntos de pára-raios e gaps instalados	14
Fig. 4.1 - Curva característica de descarga disruptiva de tensão-tempo, de um isolamento	2
Fig. 4.2 - Ondas de ensaio de tensão de impulso.	4
Fig. 4.3 - Diagrama unifilar do American Electric Power System, entre as localidades de Muskingum e Tidd	6
Fig. 4.4 - a,b) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado do gerador. c,d) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado receptor	7
Fig. 4.5 - a,b) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado gerador. c,d) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado receptor	8
Fig. 4.6 - a) Oscilograma do lado gerador b) Oscilograma do lado receptor	9
Fig. 4.7 - Formas de onda usadas pela Ohio Brass Company para testes de isolamento ante sobretensões de manobra	13
Fig. 4.8 - Efeito da frente do surto no faiscamento em torre janela - 24 ft, com ca deias de isolamentos em V, 25 unidades (a seco), sem "dc Bias", polaridade de positiva	14

Fig. 4.9	- Comportamento do faiscamento em torre janela - 24 ft, com cadeias de isolamentos em V, 25 unidades (molhado) com surtos de onda de 250 x 5000 us de valor de crista variável	15
Fig. 4.10	- Efeito da tensão negativa precedente, "de Bias", no faiscamento devido a surto de onda 250 x 5000 us. "Bias Voltage" tomada aproximadamente como 0,3 a 0,4 vezes a tensão de crista do surto	16
Fig. 4.11	- Comparação entre os faiscamentos a 60 CPS e a surtos de 250 x 5000 us, para cadeia de isoladores tanto em torre janela, como livres dos efeitos da torre. Sem "Bias Voltage". Polaridade positiva	17
Fig. 4.12	- Curva complexa de tensão de impulso-tempo do isolamento de um transformador	19
Fig. 4.13	- Curvas de tensão-tempo mostrando a coordenação e proteção dos isolamentos em uma subestação	22
Tab. 4.1	- Níveis básicos de isolamento para impulso	1
Tab. 4.2	- Formas de onda representativas de surtos de manobra, estabelecidas pelo Working Group on Switching Surges ...	12
Fig. 5.1	- Variação do custo dos isolamentos com o valor da sua tensão nominal	1
Fig. 5.2	- Circuito equivalente da descarga de um pára-raio em uma linha de transmissão	7
Fig. 5.3	- Esquema referente ao gerador de teste de descarga de uma linha de transmissão	9

Fig. 5.4 - Valores limites de C_s , para os quais os transformadores tem seus níveis básicos de isolamento fixados, de maneira a ter uma margem de segurança ante sobretensões de manobra, não inferior a 1,15 - $\left(\frac{U_{ma}}{U_n} = 2,31\right)$	15
Fig. 5.5 - Valores limites de C_s , para os quais os transformadores tem seus níveis básicos de isolamento fixados, de maneira a ter uma margem de segurança ante sobretensões de manobra, não inferior a 1,15 - $\left(\frac{U_{ma}}{U_n} = 2,1\right)$	18
Fig. 5.6 - Nível de isolamento em função da relação $\frac{U_{ma}}{U_n}$, com $C_s = 0,77$	19
Tab. 5.1 - Dados referentes a diminuição no custo de transformadores, disjuntores e seccionadores, pela redução do nível básico de isolamento	20
Fig. 6.1 - Cálculo do risco de falha	3
Fig. 6.2 - Efeito do aumento da resistência do isolamento, no risco de falha	4
Fig. 6.3 - Relação entre o risco de falha e a margem de segurança estatística para isolamentos aéreos ($\alpha = 8\%$) sujeitos a surtos de manobra	5
Fig. 6.4 - Probabilidade de resultados de testes versus a probabilidade de faiscamento .	11
Fig. 6.5 - Determinação da probabilidade ($P_y\%$) ...	12
Fig. 6.6 - Determinação dos limites da margem de erro	13

Fig. 6.7 - Determinação das características do isolamento pelo método teórico	14
Fig. 6.8 - Determinação das características do isolamento pelo método prático	16

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
F16 - Reitoria Para Assessoria do Inteiro
Coordenação Geral de Pós-Graduação
Rua Aprício Veloso, 552 - Tel. (31) 3333-3355
58.100 - Campina Grande - Paraíba

LISTA DE SÍMBOLOS

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
 Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
 Coordenação Setorial de Pós-Graduação
 Rua Aprígio Veloso, 882 - Tel (083) 321-7222-R 355
 58.100 - Campina Grande - Paraíba

- L - Indutância em henries por CM
- C - Capacitância em farads por CM
- h - Altura de uma linha aérea
- r - Raio de um condutor de linha de transmissão (no caso de um condutor sólido envolto por uma camada isolante, é o raio interno)
- ϵ - Permissividade do isolamento externo de um cabo
- R - Raio externo de um condutor sólido envolto por uma camada isolante (no caso de cadeia de isolamentos aéreos, é a resistência elétrica)
- v - Velocidade de propagação de ondas transitantes
- Z_L - Impedância de surto da linha de transmissão
- I - Corrente em ampères
- T_1 - Tempo que decorre de zero ao valor de crista de uma onda de impulso, expresso em microssegundos
- T_2 - Tempo que decorre até ser atingido o valor metade da crista da onda, expresso em microssegundos
- E_a, E_b e E_c - Tensões induzidas nas fases a, b e c, de uma linha de transmissão aérea, com fio terra, ou onde não houver ambiguidade, tensões fase-terra das fases a, b e c.
- E_{TA}, E_{TB} e E_{TC} - Sobretensões máximas a que cada cadeia de isolamentos fica sujeita por ocasião da queda de um raio
- K_1, K_2 e K_3 - Fatores de acoplamento
- E - Tensão de crista da onda de tensão, ou em alguns casos, a tensão entre fases de uma linha de transmissão
- e - Tensão de crista menor, com a qual a onda atinge a subestação, devido a atenuação.

- K - Constante da fórmula de Foust e Menger
 K_s - Coeficiente de serviço
 X_0, X_1 e X_2 - Reatâncias de sequência zero, positiva e negativa
 R_0, R_1 e R_2 - Resistências de sequência zero, positiva e negativa
 U_m - Tensão máxima do sistema
 e_r - Tensão na receptora
 e_s - Tensão na geradora
 R - Resistência não linear de pára-raios
 i_0 - Corrente que flui durante a descarga de um pára-raios
 e_0 - Surto de tensão de manobra correspondente
 R_L - Resistência de saída da amostra do teste de pára-raios
 R_S - Resistência shunt em OHMS
 D_L - Comprimento da linha de transmissão, em milhas
 E_L - Tensão de carga da linha de transmissão em KV, (DC)
 E_G - Tensão de carga do gerador
 Z_G - Impedância de surto do gerador
 T_D - Tempo de duração do surto inicial do gerador
 N - Número de seções do gerador
 L_G - Indutância total do gerador
 C_G - Capacitância total do gerador
 L_i - Indutância de uma seção do gerador
 C_i - Capacitância de uma seção do gerador
 Z_i - Impedância de surto de uma seção do gerador
 R_A - Resistência de conexão de saída mais a resistência shunt em OHMS
 U_n - Tensão nominal do pára-raios

- U_r - Tensão residual do pára-raios
- U_{ma} - Tensão máxima de descarga do pára-raios, ante sobre tensões de manobra
- M_{BIL} - Margem de segurança ante sobretensões devido descar gas atmosféricas.
- M_{ma} - Margem de segurança ante sobretensões devido a mano bras
- $(p_y\%)$ - Probabilidade de p pertencer ao domínio $(a - b\%)$
- p - Probabilidade de faiscamento

1. INTRODUÇÃO

Em sistemas de energia de cinquenta anos atrás, a indicação dos seus isolamentos era feita, baseada em considerações de natureza empírica, bem como de observações pessoais. Naquela época ainda era desconhecida a natureza das descargas atmosféricas e também a capacidade dos isolamentos suportarem sobretensões. Em consequência, os resultados nunca eram satisfatórios, pois frequentemente os sistemas apresentavam partes subdimensionadas ao lado de outras superdimensionadas.

A medida que os sistemas se tornavam maiores e mais complexos, surgindo as primeiras considerações sobre operação econômica de sistemas, tornou-se crescente a necessidade de estudos que possibilitassem o aparecimento de considerações de base científica sobre o assunto, o qual é denominado de coordenação dos isolamentos.

Os primeiros passos neste sentido ocorreram a partir de 1918, quando pesquisadores diversos começaram a trabalhar na investigação dos fenômenos atmosféricos naturais, suas influências nos sistemas de energia e na determinação de métodos para testes da capacidade de resistência dos isoladores às sobretensões. Como estes trabalhos desenvolviam-se sem grande correlação entre eles, foi criada em 1930, uma comissão denominada NEIA - NEMA Joint Comitee on Insulation Coordination, com a finalidade de considerar os resultados daqueles estudos, para se obter conclusões padronizadas. Após dez anos

de pesquisas, já em 1941, foram finalmente publicados os níveis básicos de isolamentos para os diversos equipamentos, em diferentes classes de tensão.

Também denominados BIL (Basic Insulation Levels), os níveis de isolamentos dizem respeito ao projeto dos equipamentos, tais como: transformadores, circuitos disjuntores, isoladores, chaves isoladoras, etc.; os quais para uso em uma determinada tensão de operação, devem ter o isolamento igual ou maior que o BIL correspondente.

A coordenação dos isolamentos, é dita consistir na correlação dos isolamentos dos equipamentos e circuitos, com as sobretensões que serão admitidas pelos métodos de proteção empregados. Modernamente, tem-se sempre em vista a redução dos níveis básicos de isolamento, com o objetivo de obter vantagens econômicas, as quais são maiores para sistemas de tensões muito elevadas.

O presente trabalho, tendo por objetivo uma introdução ao assunto, apresenta inicialmente, uma rápida análise das sobretensões a que um sistema está sujeito, suas grandezas e importância no dimensionamento dos isolamentos.

2. AS SOBRETENSÕES

As sobretensões são tensões que aparecem ocasionalmente em um sistema de energia, de valores mais altos que a sua tensão máxima, as quais se apresentam sob uma grande variedade de formas de onda. É conveniente a classificação das sobretensões quanto a sua forma de onda, em três categorias: sobretensões devido a descargas atmosféricas, sobretensões temporárias e sobretensões devido a manobras.

A proteção eficiente dos sistemas de energia contra tais sobretensões, as quais está sujeito, é um aspecto de importância fundamental no seu projeto. Consideremos cada uma delas em particular.

2.1 - Sobretensões devido a descargas atmosféricas

Os sistemas de energia em geral, estão sujeitos a ocorrência de descargas elétricas naturais. A queda de um raio provoca o aparecimento de uma grande quantidade de carga livre em uma porção relativamente restrita de uma linha de transmissão. Diz-se então que a quebra do campo eletrostático, pelo escoamento de carga entre a nuvem e um objeto é responsável por uma descarga direta ou induzida dependendo de se a concentração de cargas foi ali colocada pela corrente de descarga, ou apenas pelo fenômeno da indução.

Em ambos os casos, quer a carga tendo sido liberada na linha por descarga direta ou induzida, ela se divide e tran

sita ao longo da linha em ambos os sentidos, a partir do ponto de acumulação. A quantidade de carga transitada ao longo da linha, constitui uma onda transitante de corrente e tensão.

Desconsiderando-se as perdas de energia e variações de indutância e capacitância, as quais são responsáveis pela atenuação e distorção de ondas, podemos assumir que elas permanecem aproximadamente as mesmas em todos os pontos de uma linha uniforme, mas deslocadas em tempo devido a natureza transitante da onda.

As investigações que se desenvolveram em torno dos raios e de seus efeitos em sistemas de energia elétrica e equipamentos, proporcionaram o conhecimento detalhado do comportamento destas ondas transitantes produzidas por raios. Assim foi descoberto que:

- A - Uma onda de tensão é acompanhada de uma onda correspondente de corrente, sendo ambas exatamente da mesma forma.
- B - Em qualquer instante e em qualquer ponto da linha, a corrente de surto passando no condutor é diretamente proporcional a tensão de surto do condutor para terra.
- C - As ondas se propagam a uma velocidade de $\frac{1}{\sqrt{LC}}$ metros por segundo, onde L é a indutância em Henries por metro de comprimento da linha, e C é a capacitância em Farads por metro.

D - A constante de proporcionalidade entre a tensão e corrente é chamada impedância de surto Z e é igual a $\sqrt{L/C}$ OHMS, sendo L a indutância em Henries por unidade de comprimento da linha e C a capacitância em Farads para a mesma unidade de comprimento.

Se considerarmos uma linha aérea e tendo em vista os valores da sua indutância e capacitância para terra

$$L = \left(\frac{1}{2} + 2 \log \frac{2h}{r} \right) 10^{-9} \text{ Henries por CM} \quad (2.1)$$

$$C = \frac{10^{-11}}{18 \log \frac{2h}{r}} \text{ Farads por CM} \quad (2.2)$$

Temos que sob condições de ondas transitantes os enlazes do fluxo interno são bastante pequenos em face do efeito SKIN, podendo ser desprezado o fator $1/2$ da expressão (2.1) que leva em conta a indutância interna do condutor. Em consequência, obtém-se que a velocidade de propagação de uma onda de tensão ou corrente é aproximadamente igual a velocidade da luz do espaço livre, ou seja, 300 000 Km/seg.

Em cabos, a velocidade de propagação é menor do que a velocidade da luz dependendo a sua grandeza da permissividade ϵ . Para cabos com um condutor sólido interno de raio r envolto por uma camada isolante de raio R , de permissividade ϵ , temos:

$$L = 2 \left(\log \frac{R}{r} + \frac{1}{2} + \frac{7^2}{3R^2} - \frac{L^4}{12R^4} \right) 10^{-9} \text{ Henries por CM} \quad (2.3)$$

$$c = \frac{K \cdot 10^{-11}}{18 \log \frac{R}{r}} \text{ Farads por CM} \quad (2.4)$$

Desprezando-se os enlaces do fluxo interno, isto é, desconsiderando-se na expressão (2.4) todos os termos exceto o primeiro, verificamos que

$$v = \frac{300\,000}{\sqrt{\epsilon}} \text{ Km/seg} \quad (2.5)$$

Como os valores comerciais de cabos existentes variam de ϵ igual a 2,5 a 4,0; pode-se dizer, que a variação de velocidade fica compreendida entre aproximadamente $2/3$ até $1/2$ da velocidade da luz. A velocidade de 180 000 Km/seg é considerada como sendo um valor típico, a qual corresponde a uma permissividade próxima a três.

Da mesma forma, a partir dos valores de indutância e capacitância para linhas aéreas, concluimos que a impedância de surto, a qual relaciona as ondas de tensão e corrente, tem o valor

$$Z = 60 \log \frac{2h}{r} \text{ OHMS} \quad (2.6)$$

seu valor em geral encontrado é da ordem de 400 a 600 OHMS, considerando-se muitas vezes o seu valor típico de 500 OHMS.

Para cabos subterrâneos, temos:

$$Z = \frac{60}{\sqrt{\rho}} \log \frac{R}{r} \text{ OHMS} \quad (2.7)$$

Sendo os valores encontrados, 50 ou 60 OHMS.

Tem sido observado, como seria de se esperar, que os surtos de tensão induzidos nos condutores pela queda de um raio nas proximidades de uma linha de transmissão, tem valores muito inferiores àqueles devido a uma descarga direta. Investigações feitas em sistemas em geral mostram que seu valor nunca é superior a 500 Kv, o que nos leva a concluir serem eles suportáveis pelos isolamentos de linhas de transmissão de tensão nominal elevada.

Estudos sôbre o assunto levaram a conclusão de que as correntes elétricas associadas a queda de raios e que se propagam ao longo das linhas de transmissão quando as mesmas são atingidas, se subordinam, embora não exatamente, a uma forma de onda característica, a qual fornece uma boa aproximação ao fenômeno natural. Esta onda é semelhante a indicada na Fig. 1, e usualmente se caracteriza pelas seguintes especificações:

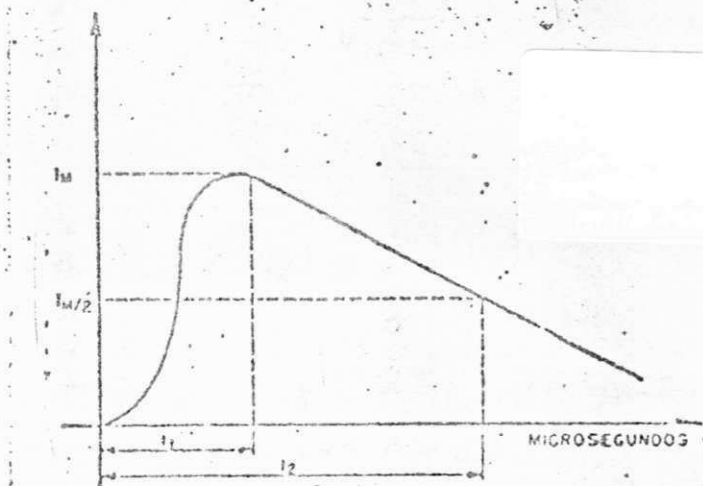


Fig. 2.1 - Forma de onda característica da corrente associada a queda de raios.

A crista da onda -- é a sua máxima amplitude, a qual é usualmente dada em volts ou kilovolts.

A frente da onda -- é o tempo que decorre do seu valor de crista I_m . Define a velocidade com que a corrente varia do zero até I_m . Usualmente denominado T_1 e medido em microsegundos.

A cauda da onda -- caracteriza a parte descendente da curva. É o tempo necessário para que a corrente decresça até o valor $I_m/2$. Usualmente denominado T_2 e medido em microsegundos.

A polaridade -- é a polaridade da crista.

Pesquisas desenvolvidas para a procura de valores prováveis para T_1 e T_2 , resultaram na obtenção dos seguintes dados [1]:

Percentagem das Medições	
TEMPO T_1	TEMPO T_2
8% superior a 6 microssegundos	5% superior a 80 microssegundos
23% superior a 4 "	14% superior a 60 "
62% superior a 2 "	57% superior a 40 "
90% superior a 1 "	96% superior a 20 "

TABELA 2.1 - Valores prováveis de T_1 e T_2 , estabelecidos de observações e estudos experimentais.

Resolveu-se então, considerando os resultados acima, adotar uma onda padrão para representar as correntes ou surtos de tensão associados aos raios, o que veio não somente tornar possível a sua reprodução em laboratório, como também o estabelecimento de normas, padrões e recomendações sobre isolamentos e dispositivos de proteção, cujo estudo e aplicação se relacionam com estes fenômenos naturais.

As normas americanas adotaram valores de $1\frac{1}{2}$ microssegundos para T_1 e 40 microssegundos para T_2 . Os valores característicos de T_1 e T_2 para esta onda, são estabelecidos de uma forma particular como indicado na Figura 2.2, desde que para ondas com baixa razão inicial de crescimento seguido de uma comparativamente rápida razão de crescimento, se considera a frente efetiva como determinada pela linha reta entre os pontos 10 e 90 por cento da crista

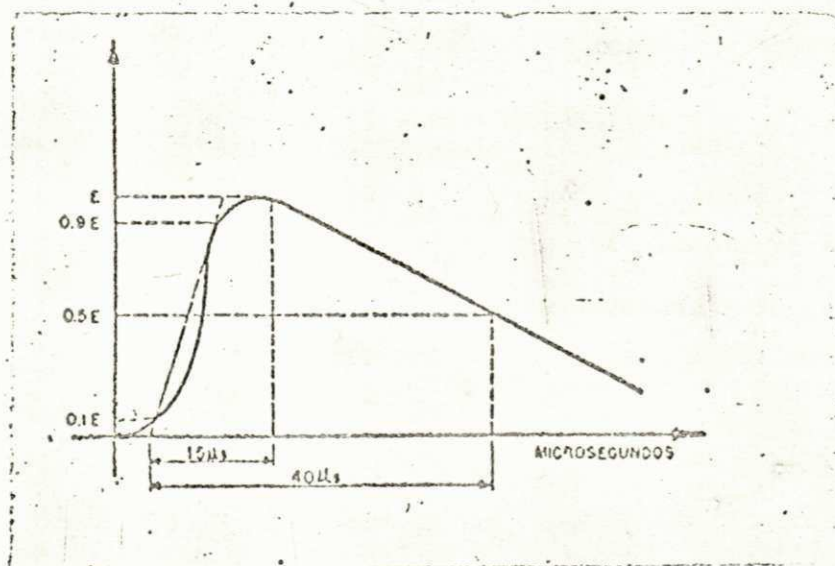


Fig. 2.2 - Valores de T_1 e T_2 de acordo como são definidos e estabelecidos de forma particular.

Analizaremos porém o que acontece quando ocorre a queda de um raio sôbre um dos componentes de uma linha de transmissão. Para tal, consideremos a Figura 2.3, a qual representa uma linha de transmissão a qual camos admitir desprovida do fio terra. Nela estão representadas algumas torres, isoladores e condutores, bem como simbôlicamente a queda de um raio sôbre um dos condutores.

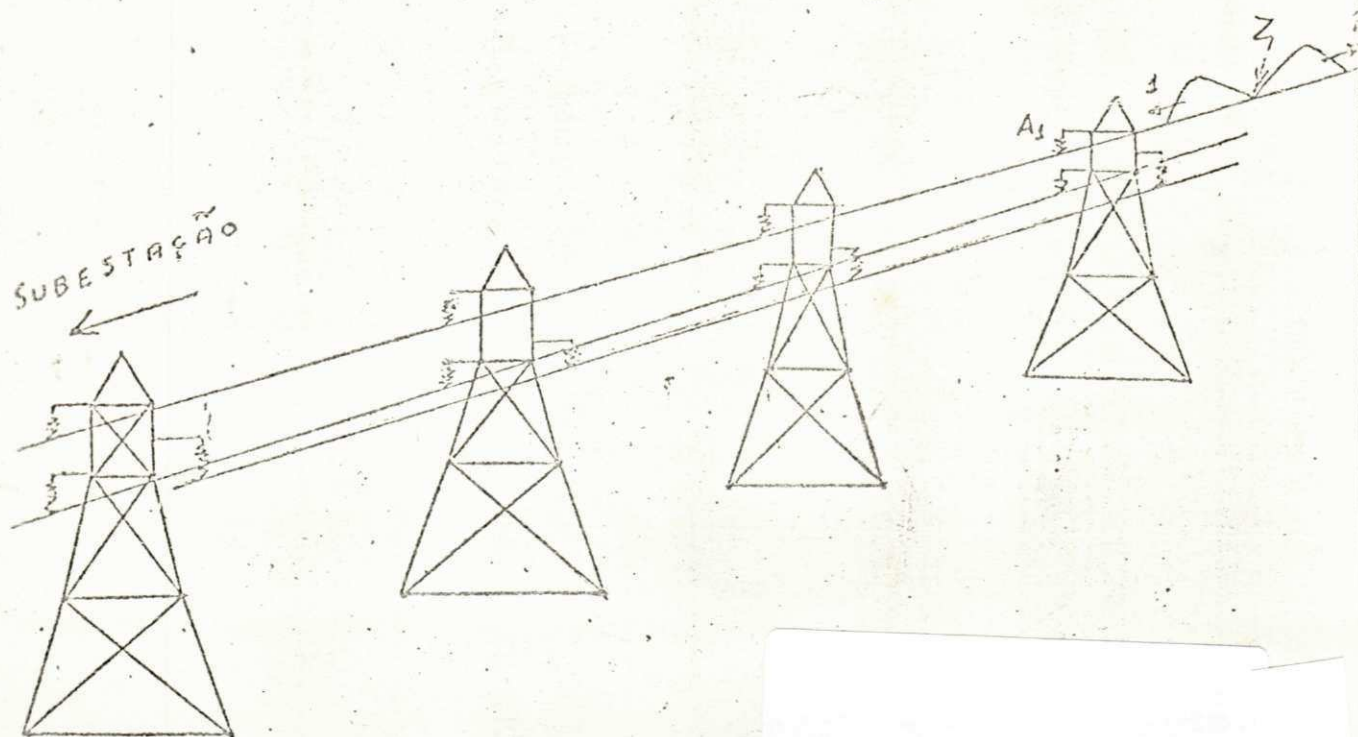


Fig. 2.3 - Trecho de uma linha de transmissão constituído pelas tôrres, isoladores e condutores.

Originar-se-ão duas ondas transitantes, das quais consideremos a que se desloca no sentido indicado pela seta 1. Desprezando os amortecimentos e reflexões que se verificam com a onda, a cadeia de isoladores A_1 ficará durante um certo tempo, sujeita a uma sobretensão que crescerá de zero até o valor de crista EM.

No caso de descargas atmosféricas induzidas, como foi dito anteriormente, o valor da sobretensão poderá ser suportado pelos isolamentos do sistema, desde que seja um sistema de tensão de operação elevada.

No caso de descarga atmosférica direta porém, o valor das sobretensões que ocorrem, são em geral responsáveis por descargas que se dão através dos isolamentos, os quais não podem suportá-las. Embora fosse possível a construção de isolamentos capazes de resistir tais sobretensões, eles seriam de preços economicamente proibitivos. Para se ter ideia da grandeza típica de uma sobretensão devido a uma descarga atmosférica direta a que um sistema poderia ficar submetido, consideremos que a corrente associada ao raio fosse de 14 000 A. Este valor, de medições realizadas, mostrou ser o que caracteriza 50% das correntes associadas a raios. Admitindo que a impedância de surto seja igual a 500 OHMS, obtemos o valor da sobretensão correspondente igual a 3.500 KV.

Nêste caso, o que acontece é que a cadeia de isoladores A_1 consegue suportar uma fração da tensão de crista E_m , permitindo em seguida a passagem de carga através dêle. Consequentemente a onda prossegue através da linha, porém com um valor de crista igual àquela fração de E_m , podendo atingir a subestação no fim da linha, e submeter os isolamentos dos equipamentos ali existentes, a sobretensões superiores àquelas para quais o isolamento foi projetado.

Se a queda do raio ocorre sôbre uma das torres da linha de transmissão, observemos o que acontece consideran

do a torre representada simplificada por uma resistência R , como na Figura 2.4.

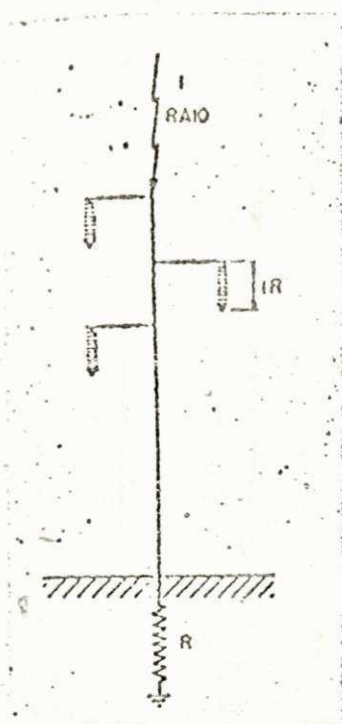


Fig. 2.4 - Representação esquemática de uma torre de linha de transmissão.

A passagem da corrente I associada ao raio através da resistência R , causa uma queda de tensão cujo valor máximo é IR . Esta tensão se aplica entre a torre (terra) e cada condutor, ficando portanto cada cadeia de isoladores sujeita a uma sobretensão máxima IR . Se a tensão de descarga disruptiva do isolamento correspondente a estes isolamentos for inferior, ocorrerá uma descarga elétrica entre a torre e o condutor. Deste modo, ondas transitantes se propagarão ao longo de um ou mais condutores da linha de transmissão e atingirão as subestações e transformadores localizados em seus extremos.

Se consideramos uma torre de uma linha de transmissão provida de fio terra, podemos observar a sua influência por ocasião de surtos, desde que ocorrerá uma subdivisão da corrente de surto I , como indicado na Figura 2.5.

Agora, a queda de tensão $I_3 R$ através da resistência da torre será menor do que quando não existe fio terra além

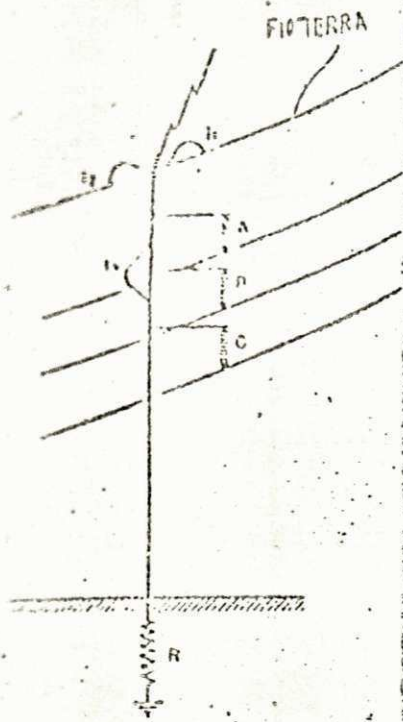


Fig. 2.5 - Representação esquemática de uma torre de linha de transmissão com fio terra.

disso, as correntes no fio terra induzem outras nos condutores da linha de transmissão, de maneira que se chamarmos de r a resistência do fio terra, podemos dizer representando por $I_1 r$ o valor da tensão de surto neste fio, que as tensões induzidas nos condutores A, B e C serão:

CONDUTOR A	$E_A = K_1 I_1 r$	
CONDUTOR B	$E_B = K_2 I_1 r$	(2.8)
CONDUTOR C	$E_C = K_3 I_1 r$	

Assim, cada cadeia de isoladores fica sujeita as sobretensões máximas

CADEIA A	$E_{TA} = I_3 R - K_1 I_1 r$	
CADEIA B	$E_{TB} = I_3 R - K_2 I_1 r$	(2.9)
CADEIA C	$E_{TC} = I_3 R - K_3 I_1 r$	

Isto mostra que acontecerá uma descarga elétrica entre torre e condutor quando $I_3 R - K I_1 r$ for maior que a tensão de descarga disruptiva da cadeia de isoladores. Do que se observa então, pode ser concluído que essa sobretensão se

verificará para valores das correntes associadas aos raios, muito superiores àquelas que originam as mesmas condições quando não existe fio terra. Deduz-se assim que êste diminue a probabilidade de ocorrerem interrupções no fornecimento de energia elétrica.

As constantes K_1 , K_2 e K_3 , denominadas fatores de acoplamento, dependem das características da linha. Temos $K_3 > K_2 > K_1$ o que nos leva a observar que é mais fácil ocorrer uma descarga da torre para o condutor C, que para o condutor B ou condutor A. Êste fato é comprovado das observações de operação das linhas de transmissão, onde é notado ser mais comum descargas entre a torre e o condutor mais afastado do fio terra.

Um surto que chega a subestação, proveniente de uma descarga direta no condutor de fase da linha ou sobre uma torre não pode ser maior que o nível de isolamento da linha. Quando ocorre uma descarga sobre uma torre, por exemplo, provocando uma descarga disruptiva através da cadeia de isoladores entre a torre e o condutor de fase; isto dá início a uma onda de frente íngreme e cauda longa em direção a subestação, no condutor de fase. As cadeias de isoladores em cada torre sucessiva, sofrem uma descarga disruptiva até que a grandeza do surto seja inferior ao nível de isolamento da linha. O efeito destas descargas sucessivas através das cadeias de isoladores, é criar uma onda de cauda curta. A grandeza da tensão de surto que o isolamento da linha deixa passar, depende da forma da onda do surto.

Embora as ondas transitantes que surgem como descrito anteriormente terminem por atingir os equipamentos, após per-

correrem seu caminho ao longo da linha de transmissão, elas sofrem efeitos de amortecimento e reflexões.

Por causa do amortecimento, depois de um certo tempo T de sua formação com valor de crista E , a onda transitante atingirá a subestação com um valor de crista menor, e . Uma expressão que originalmente fôra determinada empiricamente, atribuída a Foust e Menger, nos dá o valor de e :

$$e = \frac{E}{1 + K E T} \quad (2.10)$$

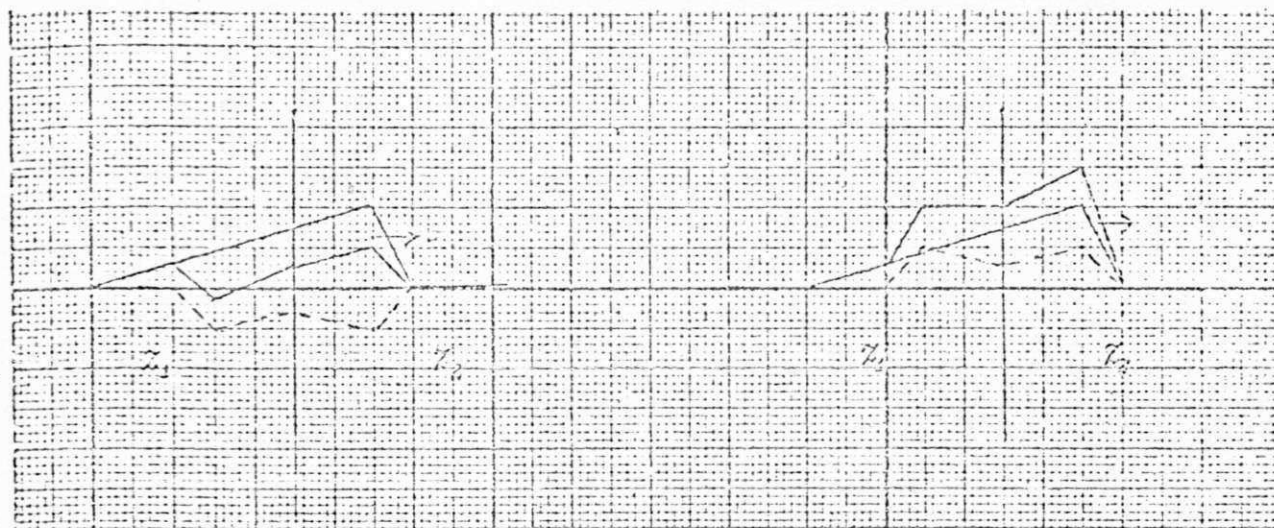
E é expresso em volts, T em microssegundos e o parâmetro K tem sido encontrado para diferentes linhas e condições, compreendido no domínio de $0,02 \times 10^{-6}$ a $0,14 \times 10^{-6}$.

Quanto as reflexões, as ondas transitantes apresentam mudanças consideráveis, quando atingem um ponto no qual o meio onde transita muda. Este ponto de transição pode ser qualquer daqueles em uma linha de transmissão, onde haja uma mudança repentina das constantes do circuito, como terminais curto circuitados ou abertos, o enrolamento de uma máquina, um reator limitante de corrente, etc. [2]

A mudança ocorre, porque ao incidir no ponto de transição, a onda incidente faz aparecer duas ondas refletidas em sentidos contrários, as quais são superpostas a onda original. Dependendo da situação, é possível que as ondas refletidas se adicionem ou se subtraíam da original.

No simples caso de modificação de um meio de impe-

dância de surto Z_1 para outro de impedância de surto Z_2 , teríamos por exemplo:



(a)

(b)

Fig. 2.6 - Composição da onda transitante incidente e ondas refletidas em um ponto de junção de uma linha de transmissão.

a) $Z_1 > Z_2$

b) $Z_1 < Z_2$

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁIBA
 P.O. Box 3043 - Campina Grande - Paraíba
 Coordenação de Pós-Graduação
 Rua Aprígio Veloso, 832 - Tel. (83) 321-7222-R. 355
 58.100 - Campina Grande - Paraíba

Se a onda incidente é uma onda de tensão cujo valor de crista é E , a tensão da onda refletida será:

$$E \times \frac{(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} \quad (2.11)$$

Z_1 sendo a impedância de surto do condutor sobre o qual a onda de tensão chegou, e Z_2 a impedância de surto do segundo condutor.

A onda de tensão denominada refratada, é a soma das ondas de tensão incidente e refletida, ou seja:

$$E \frac{E(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} = E \times \frac{2 Z_2}{(Z_2 + Z_1)} \quad (2.12)$$

Uma onda de tensão refletida é acompanhada pela onda de corrente refletida, e a onda de tensão refratada pela onda de corrente refratada. A constante de proporcionalidade entre elas é Z_1 ou Z_2 , dependendo de em qual dos condutores estão se deslocando.

Uma mudança de direção de uma onda de tensão sem mudança de polaridade, inverte a direção de circulação da corrente.

Se considerarmos os casos de um terminal curto circuitado ($Z_2 = 0$) e o do terminal em aberto ($Z_2 = \infty$), Figura 2.7, observamos que no primeiro deles, enquanto a tensão é zero no ponto de transição, a corrente é o dobro da corrente incidente. No segundo caso, a tensão é duas vezes a tensão da onda incidente, enquanto a corrente no mesmo ponto de transição é igual a zero.

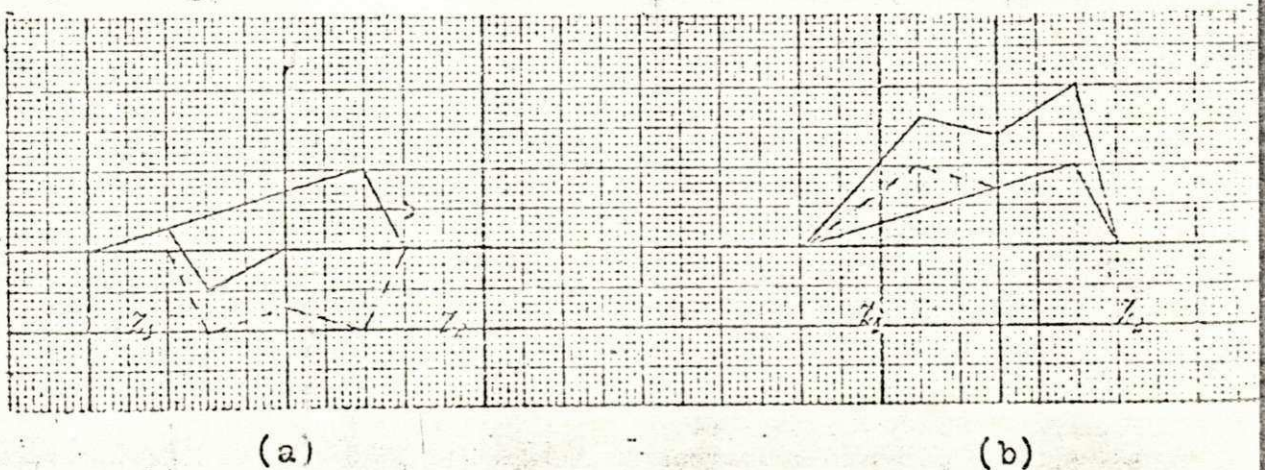
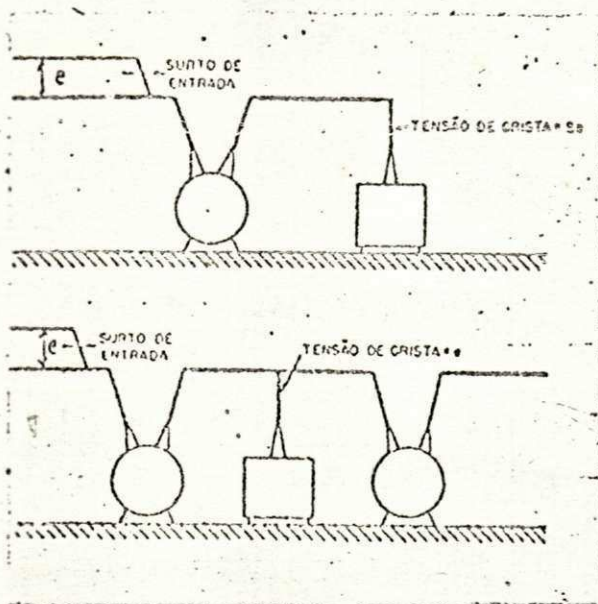


Fig. 2.7 - a) Tensão em um ponto terminal ligado à terra ($Z_2 = 0$)
 b) Tensão em um ponto terminal em aberto ($Z_2 = \infty$)

Um caso de interesse, diz respeito a reflexão de ondas de tensão nas subestações.

Assim, com relação a um surto de entrada em uma subestação, ocorrerá no caso de existir um circuito apenas, um surto de tensão cujo valor de crista vai ser o dobro da tensão de entrada, como ilustrado na Figura 2,8-a.



Se considerarmos uma subestação com dois circuitos como na Figura 2.8-b, a ausência de ponto de reflexão faz com que o surto de tensão no transformador seja igual ao surto de entrada por um dos circuitos.

Fig. 2.8 a) Ilustração de uma subestação simples
 b) Ilustração de uma subestação com dois circuitos

Raciocinando para o caso de termos N linhas provenientes de um ponto comum, no caso de um surto de tensão e entrando por uma delas, a tensão no ponto de junção é $2 \frac{e}{N}$.

Assim sendo, no caso de termos cinco linhas de 230KV em torres de aço com 16 isoladores padrão (descarga disruptiva de 1790 KV) irradiando de uma barra comum, temos para uma onda de entrada, a máxima tensão esperada no barramento é

$$2 \times \frac{1790}{5} = 716 \text{ KV}$$

Este valor fica abaixo do nível de isolamento de qualquer equipamento usado em subestação de 230 KV.

A situação assim analisada, dá margem a que possa ser julgado desnecessário o uso de pára-raios. Entretanto imagine-mos que numa situação particular, duas destas linhas estejam fora de serviço, uma delas para manutenção e a outra devido a queda de um raio, quando uma descarga atinge uma das três restantes.

Nêste caso, a tensão máxima esperada seria $2 \times \frac{1790}{3} = 1\ 190$ KV. Como êste valor é maior de que 1050 KV, que é o mais alto BIL usado em transformadores de 230 KV, podemos concluir ser muito importante nos prevenir quanto ao excesso de confiança na existência de outros circuitos, para limitar as tensões de surto.

2.2 - Sobretensões temporárias

Estas sobretensões ocorrem devido a falhas no sistema. Quando da aplicação de pára-raios, por motivos econômicos, deve-se sempre que possível, usá-lo com valor de tensão nominal reduzida. Isto proporciona como será visto posteriormente, vantagens tais como redução do nível de proteção e diminuição no tamanho e custo dos pára-raios. Sobretudo em sistemas de alta tensão, o abaixamento do nível de proteção pode proporcionar reduções no isolamento do equipamento, decorrendo daí, considerável economia.

Para considerações a respeito de tais sobretensões, vamos considerar uma linha trifásica a partir do transformador, como indicado na Figura 2.9.

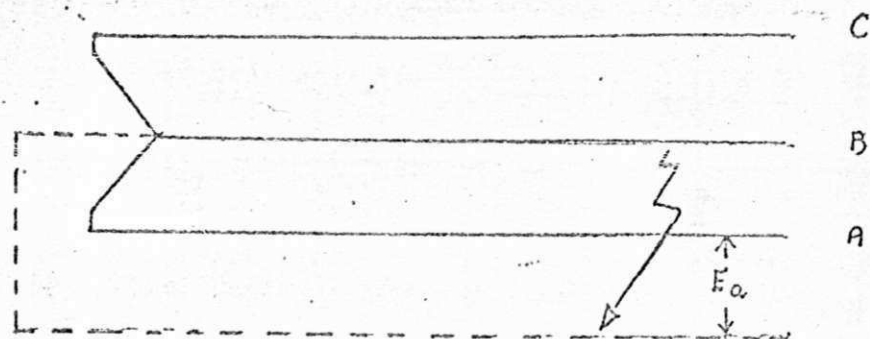


FIG. 2.9 - Representação de uma linha trifásica a partir de um transformador.

Analizemos o que acontece para duas situações extremas relativas ao aterramento do transformador de suprimento. Consideremos o transformador com o seu neutro não aterrado e em seguida, com êle aterrado.

No primeiro caso, transformador com o neutro isolado, a tensão E_A aplicada ao pára-raios, é em condições normais. A tensão entre fase e terra ou o que é o mesmo dizer a tensão entre fases E , dividida por $\sqrt{3}$.

Se devido a uma falta o condutor B fica acidentalmente em contato com a terra, em uma falha sólida ou descarga disruptiva; a tensão entre aquela fase e a terra fica igual ou próxima a zero.

As tensões para terra E_a e E_c das fases boas A e C, torna-se iguais a E ou mesmo maior.

Logo, para raios ligados a tais sistemas podem ficar submetidos a pelo menos a plena tensão entre fases. Assim, em sistemas com neutro isolado ou aterrado por meio de alta impe-

dância, a tensão nominal do pára-raios deve ser pelo menos igual a tensão entre fases, para não causá-lo danos.

Suponhamos agora, que o neutro do transformador está ligado à terra por um condutor sólido. Sob condições normais temos do mesmo modo que para a situação anterior, $E_a = \frac{E}{3}$. Para uma falta idêntica a anterior R porém, as tensões fase-terra não mais se elevarão ao valor de tensão entre fases. Observa-se que durante uma falha, a tensão E_a embora se torne maior que a tensão normal fase-neutro, é apreciavelmente inferior a E. A relação entre o valor eficaz da máxima sobretensão à frequência de operação e a máxima tensão entre fases que normalmente possam ocorrer em um determinado ponto, é denominada coeficiente de serviço (C_s) do sistema naquele ponto.

Os valores das tensões que podem aparecer entre as fases boas e a terra, podem variar em um mesmo sistema para pontos diferentes, bem como de um sistema para outro, desde que elas dependem das suas características e do aterramento.

As componentes da impedância de sequência zero, R_0 e X_0 , e também a reatância subtransitória de sequência positiva X_1 , tem muita influência na grandeza das tensões $\frac{E}{3}$. Em geral são consideradas iguais as reatâncias de sequência positiva (X_1) e negativa (X_2), bem como as resistências de sequência positiva (R_1) e negativa (R_2). A relação entre X_0 e X_1 varia com as características do sistema e sobretudo com o modo de aterramento.

Quanto ao seu aterramento, os sistemas podem ser clas-
sificados em:

A - Sistemas com neutro isolado - A relação X_0/X_1 é negativa, pois a reatância de sequência zero é capacitiva. Quando ocorre uma falha, a tensão entre fase e terra pode subir acima da tensão entre fases sob condições normais.

B - Sistemas aterrados por meio de impedância - A relação X_0/X_1 é positiva. Os neutros são aterrados solidamente através de um resistor ou reator, de modo a fazer a reatância de sequência zero indutiva. Quando ocorre uma falha, a tensão fase-terra raramente excede a tensão entre fases em condições normais, e na maioria dos sistemas é provavelmente inferior.

C - Sistemas aterrados através da bobina de Petersen
Em condições de precisa sintonização, a tensão entre fase e terra em condições de falha de uma só fase para terra, é igual a tensão entre fases em condições normais. Com o sistema fora de sintonia, a tensão será superior a tensão entre fases.

É usual dividir-se os sistemas quanto ao seu aterramento, para o estudo das sobretensões e seleção dos para-raios, nos dois tipos gerais seguintes:

A - Sistemas efetivamente ligados à terra - frequentemente chamados de sistemas aterrados, os quais tem para uma falha em qualquer ponto do sistema, a relação X_0/X_1 vista da falha compreendida entre o E 3, em qualquer condição de funcionamento do mesmo. Do mesmo modo, R_0/R_1 deve ser menor que + 1,0.

B - Sistemas não efetivamente ligados à terra as vezes referidos como sistemas não aterrados, os quais não satisfazem as condições acima.

A seleção de um pára-raio sempre que possível deverá ser feita, baseada no valor médio quadrático da tensão máxima entre fase e terra durante uma falha no sistema. Este valor pode ser calculado por fórmulas que levam em consideração as constantes do sistema, o tipo de falha e a resistência de falha. Entretanto, se cálculos mais precisos não forem feitos, poderão ser usadas curvas mostrando:

A - Para sistemas com neutro isolado, a tensão máxima entre linha e terra durante uma falta, em função da relação entre a reatância capacitiva de sequência zero. X_0 , e a reatância indutiva subtransitória de sequência positiva X_1 .

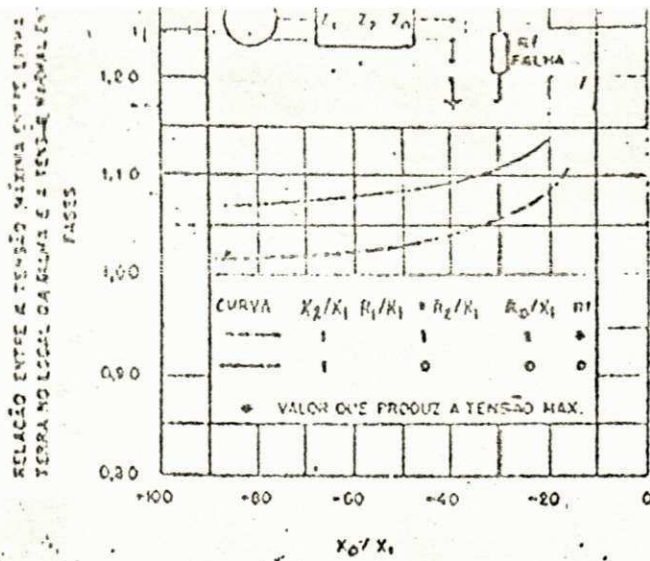


Fig. 2.10 - Tensão máxima entre fase e terra, durante uma falha em sistemas com neutro isolado, em função da relação entre a reatância capacitiva de sequência zero X_0 , e a reatância capacitiva de sequência positiva, X_1 .

B - Para sistemas com neutro aterrado, a relação entre R_0/R_1 como função de X_0/X_1 para diferentes valores de tensão máxima entre fase e terra, e para valores diferentes de R_1/X_1 .

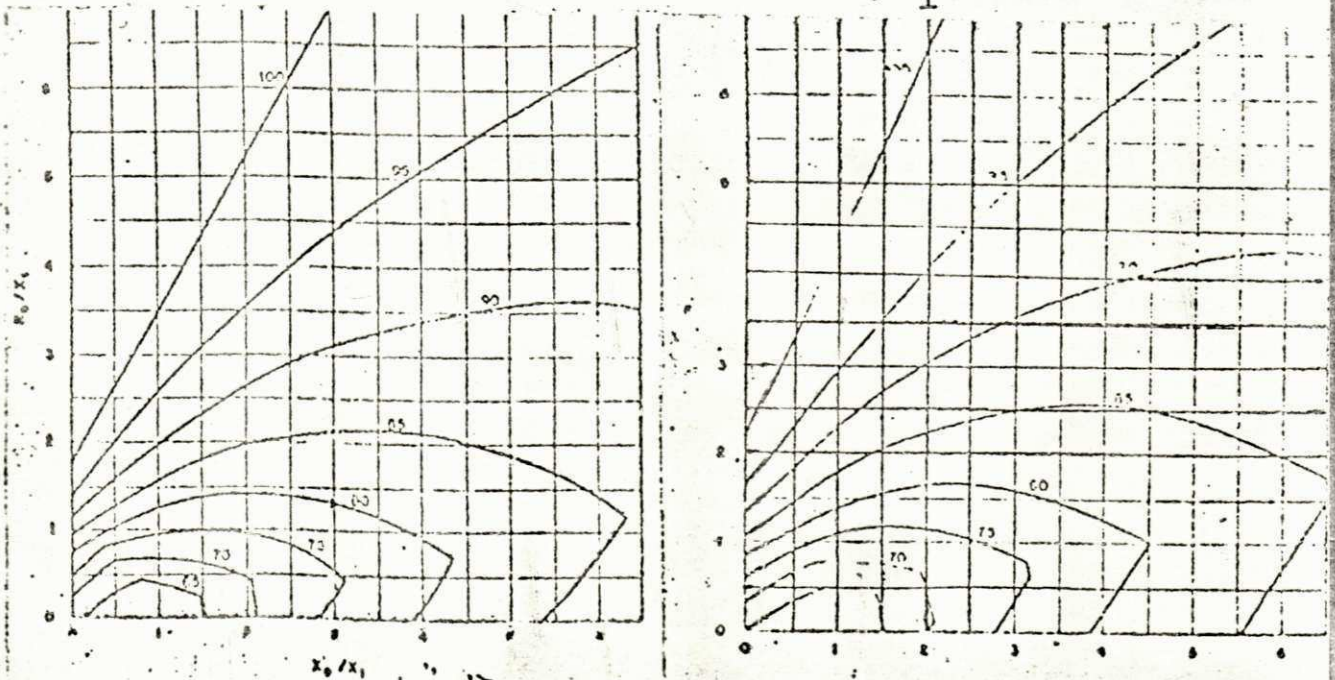


Fig. 2.11 - Relação R_0/X_1 em função de X_0/X_1 , válida para sistemas aterrados, para diferentes valores de tensão máxima entre fase e terra, de 55 a 100% da tensão de linha para:

a) $\frac{R_1}{X_1} = 0$

b) $\frac{R_1}{X_1} = 0,1$

As sobretensões devido a falhas no sistema, tem os seus maiores valores estimados em 100% da tensão entre fases para sistemas com neutro isolado e 80% da tensão entre fases para sistemas ditos efetivamente aterrados, em uma falta de fase para a terra.

Tais sobretensões, a 60 CPS, não causam problemas de faiscamento nos isolamentos. Uma cadeia de isolamentos vertical de 24 unidades, usada no sistema de 500 KV do Tennessee Authority Valley, por exemplo, somente faiscará ante uma sobretensão de 1250 KV de crista, a 60 CPS, para os isoladores molhados. Este valor é cerca de três vezes, a máxima tensão de crista a 60 CPS [4].

2.3 - Sobretensões devido as manobras

Este tipo de sobretensões é assim chamado, por resultar de distúrbios no sistema ocasionados por certas operações de manobra, como por exemplo: interrupção de curto-circuito, abertura de linhas sem carga, energização e religamento, rejeição de carga, fechamento fora de sincronismo. Sua duração é variável entre 50 e alguns milhares de microssegundos. Quando há interrupção de um circuito ou a abertura de uma linha sem carga, pode ocorrer nos disjuntores, o restabelecimento do arco, fenômeno conhecido por Restriking. Isto acarreta sobretensões ainda maiores. Atualmente, devido a técnicas introduzidas nos modernos disjuntores, a importância dada aos surtos devido ao restabelecimento dos arcos, diminui muito. Atenção maior é dada atualmente, as sobreten-

ções de manobra resultantes de energização e religamento.

As sobretensões devido manobras são de natureza oscilatória (1 000 a 100 000 ciclos/seg) e o seu valor médio é igual a 3 ou 3,5 vezes a tensão entre fase e neutro do sistema, podendo atingir 5,5 a 6,0 vezes este valor.

Em geral os espaçamentos entre condutores de uma linha de transmissão, bem como o espaçamento entre os mesmos e os fios terra, e ainda o número de isoladores necessários, são calculados com base nessas sobretensões. A probabilidade de formação de uma descarga elétrica entre a torre e o condutor ou o contrário, devido a queda de um raio, pode ser prevista uma vez fixado o número de isoladores pelo critério acima, e para uma determinada resistência da base da torre, bem como considerando ou não a resistência de fio ou fios terra.

2.4 - Conclusão

Dos três tipos de sobretensões considerados, as quais o sistema pode ser submetido, as mais perigosas são portanto, as de origem atmosférica. Em valores numéricos sabemos ser possível um surto de tensão de valor de crista 3500 KV. As sobretensões temporárias, ou devido falhas no sistema, podem ter seus valores limitados ao valor de tensão fase - fase, e as sobretensões devido manobra podem atingir 5.5 a 6,0 vezes o valor da tensão normal fase-neutro, embora o seu valor médio seja de 3,5 vezes.

Em projetos dos isolamentos a consideração das sobretensões de manobra passa a ter grande importância em sistemas a partir de 420 KV [5]. Na realidade, observamos na Figura 2.12, que a resistência dos isolamentos ante sobretensões de manobra expressa em P.U. da tensão do sistema, cai bastante quando a tensão do sistema aumenta, devido ao efeito da saturação.

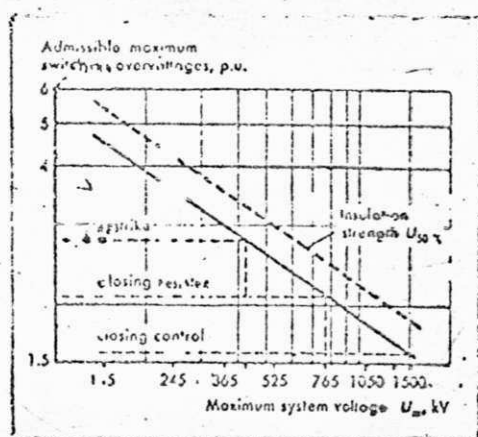


Fig. 2.12 - Variação da sobretensão de manobra admissível, com a tensão do sistema.

Como a máxima sobretensão de manobra admissível deve ser inferior ao limite de resistência do isolamento a este tipo de sobretensão, a sua limitação se tornará cada vez mais rigorosamente considerada, quanto maior for a tensão do sistema considerado. A situação é diferente para isolamentos internos, pois estes não experimentam o fenômeno da saturação com os surtos de manobra. Para eles não é requerida uma maior redução na sobretensão permissível, para muito altas tensões.

As sobretensões de origem atmosférica, tornam-se ao contrário do que acontece com as sobretensões devido a mano -

bras, cada v \hat{e} z menos importantes a medida que a tens \hat{a} o do sistema \acute{e} aumentada o que ocorre, \acute{e} que a resist \hat{e} ncia dos isolamentos a sobretens \hat{o} es devido a descargas atmosf \acute{e} ricas expressa em P.U. da tens \hat{a} o do sistema, permanece constante. As sobretens \hat{o} es devido as descargas atmosf \acute{e} ricas expressas em P.U. da tens \hat{a} o do sistema, tornam-se cada v \hat{e} z mais reduzidas. Consequentemente, como pode se observar da Figura 2.13, o n \acute{u} mero de interrup \csc oes do sistema devido a queda de raios, se torna menor para tens \hat{o} es do sistema, mais elevadas.

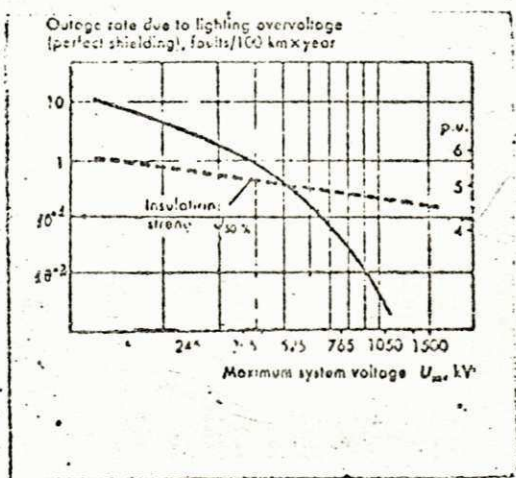


Fig. 2.13. Relação entre o número de faltas devido a queda de raios por 100 Km e por ano, e a tens \hat{a} o do sistema.

3. OS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Entre os tipos gerais de dispositivos de proteção, serão considerados os pára-raios e os rod gaps. De todos eles, os pára-raios são os que oferecem o mais alto grau de proteção. A sua atuação consiste em oferecer um percurso de impedância para a terra relativamente baixa na sua localização, durante o tempo em que predominam as altas tensões de surto. O resultado desejado da sua aplicação, é a obtenção de uma tensão de surto reduzida no pára-raios e na sua área de localização, conseguindo-se assim uma proteção contra surtos aos equipamentos elétricos ali existentes.

Os rod gaps, embora apresentem um comportamento pouco satisfatório em relação aos pára-raios, são aplicados na proteção de retaguarda, onde considerações de ordem econômica justificam o seu emprego.

Será considerada a sua aplicação à entrada de linhas, suplementando a proteção dos isolamentos de uma subestação.

3.1 - Os Pára-raios

São três as suas características consideradas básicas: tensão nominal, característica de proteção e limitetérmico. [1]

Tensão nominal de pára-raios - entende-se por tensão nominal à frequência nominal do sistema, a máxima tensão à frequência nominal a que estando sujeito um pára-raios,

Este é ainda capaz de logo após ter escoado para a terra a corrente do raio, voltar à sua função isolante. O critério clássico usado para a seleção da tensão nominal, é a máxima sobretensão a que um pára-raios pode ficar submetido, quando se verificar um curto para terra em uma fase. Sabemos que esta sobretensão depende do aterramento do neutro do sistema e deve ser menor do que a tensão nominal do pára-raios.

Sendo o neutro efetivamente aterrado, as sobretensões não ultrapassam usualmente de 80%, a tensão entre fases. Com uma pequena margem de segurança, se escolheriam neste caso pára-raios de tensão aproximadamente igual a 80% da tensão entre fases. Em um sistema de 115 KV seriam usados pára-raios de 97 KV. Sendo o neutro não efetivamente aterrado, as sobretensões seriam de 100% da tensão entre fases. Neste caso se escolheriam pára-raios com tensão nominal aproximadamente igual a 100% da tensão entre fases. Em um sistema de 115 KV seriam usados pára-raios de 121 KV.

O pára-raios porém, pode ficar submetido a uma tensão à frequência nominal do sistema maior que a sua tensão nominal, sem que ocorra uma descarga de corrente através do mesmo. O máximo valor de tensão à frequência nominal do sistema que o pára-raios pode ser submetido sem descarregar, é chamada tensão disruptiva à frequência nominal.

Os pára-raios nunca devem ficar submetidos a tensões maiores que a sua tensão nominal por muito tempo, sob pena de serem danificados. Supondo pára-raios sob esta si

suação, temos a observar dois casos distintos, que poderão ser considerados igualmente nocivos. Assim, a tensão maior que a tensão nominal do pára-raios, a que o mesmo estiver submetido, poderá ser superior ou inferior, a sua tensão de descarga disruptiva. Sendo superior, ocorreria uma descarga de corrente através d'êle para terra, e sendo esta sobretenção de aplicação prolongada, provocaria a queima do pára-raios. Se inferior, o pára-raios, sob a ação de uma sobretenção devido a uma descarga atmosférica, poderia descarregar sem jamais interromper esta corrente de descarga, formando-se assim um curto circuito fase-terra, com a sua possível queima subsequente.

Características de proteção de pára-raios - Consiste da onda de tensão que aparece através de seus terminais, quando um surto é aplicado a êle. Esta onda tem duas partes a considerar. São elas, a tensão que aparece até ser atingida a tensão de descarga disruptiva do pára-raios e a tensão que existe através dos seus terminais durante a passagem da corrente de descarga.

Em uma representação generalizada, a qual não significa necessariamente um caso real, a Figura 3.1 mostra as diferentes etapas de tensão de impulso através dos terminais do pára-raios, quando o mesmo é exposto a tensão de surto e a corrente de descarga.

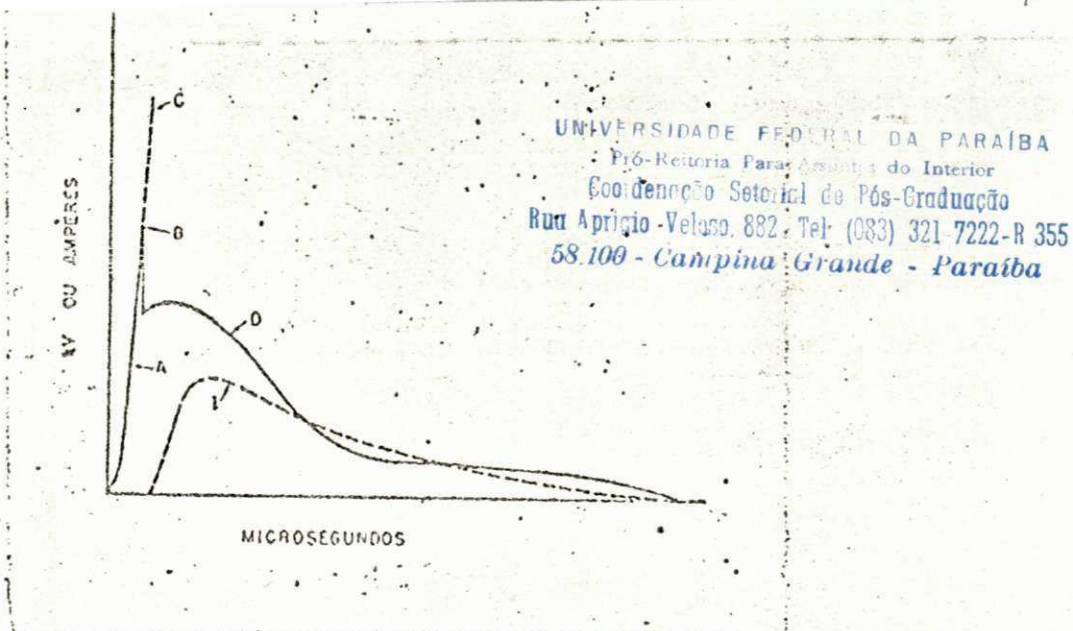


Fig. 3.1. - Característica de proteção de um pára-raios

Nesta Figura, A é a tensão antes da descarga disruptiva, isto é, quando o pára-raios ainda não é condutor. Em B é iniciada a descarga, e C indica como a tensão continuaria a se elevar, se não houvesse pára-raios.

No instante B, começa a fluir através dele a corrente de descarga I, e a tensão cai para D, denominada tensão de descarga.

As características de proteção de pára-raios denominados por tipo expulsão e tipo válvula, por exemplo, diferem entre si. Nos pára-raios do tipo expulsão, atingida a tensão de descarga que se segue cai a um valor considerado muito baixo, desde que poderá mesmo tornar-se inferior à tensão nominal do sistema, não apresentando perigo do ponto de vista do isolamento. Nos pára-raios tipo válvula, esta queda na tensão de descarga, após atingida a tensão de descarga disruptiva do pára-raios, não é relativamente tão grande, de modo que poderá o isolamento protegido ficar sujeito durante um

certo tempo considerável, a uma tensão maior que a tensão nominal do sistema, o que poderá ser perigoso para o isolamento.

A Figura 3.2 mostra as curvas de tensão de descarga disruptiva de pára-raios atuais do tipo expulsão e válvula (de distribuição); Delas podemos observar que em geral a tensão de descarga disruptiva dos pára-raios tipo válvula é menor que a dos pára-raios tipo expulsão, para mesmos valores nominais.

A tensão de descarga disruptiva dos pára-raios expulsão, são função da velocidade de crescimento da onda de surto aplicada, enquanto o mesmo acontece para os do tipo válvula, porém para uma faixa muito estreita de tensões de crescimento muito íngreme.

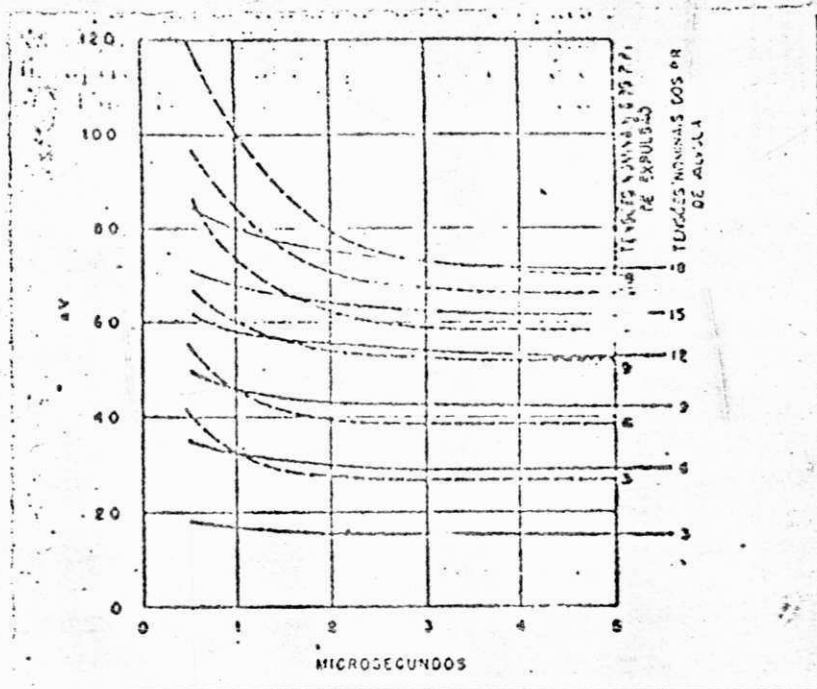


Fig. 3.2 - Curvas de tensões disruptiva de impulso de pára-raios típicos de válvula e de expulsão, do tipo distribuição.

Nos pára-raios do tipo expulsão, é importante a consideração da sua tensão de descarga disruptiva, enquanto nos pára-raios do tipo válvula o importante a considerar é a sua tensão de descarga.

A crista da onda de tensão de descarga de pára-raios tipo válvula, é função da velocidade de crescimento da onda de corrente de descarga, e a forma de onda da tensão é função da forma de onda da corrente, embora não sejam da mesma forma..

Observamos ser bastante achatada, a característica dos pára-raios de válvula, exceto para as ondas aplicadas muito íngremes.

Nos pára-raios do tipo válvula de linha e estação atuais, a passagem da tensão de descarga disruptiva para a tensão de descarga é as vezes imperceptível. Quando isto acontece, a tensão de descarga disruptiva pode ser inferior ou apenas um pouco superior a tensão de descarga para correntes de descarga de vários milhares de amperes.

Nos pára-raios tipo válvula de distribuição, a tensão disruptiva de impulso pode ser bem superior a tensão de descarga, porém ela é de duração curta. Isto porém não trás consequências para o isolamento, desde que êle é capaz de suportar maiores sobretensões de duração curta. A tensão de descarga é de duração maior, e pode ser de uma forma de onda aproximada da onda padrão de $1\frac{1}{2} \times 40$ microssegundos, que como será visto, é usada para caracterizar a resistência do isolamento.

Na coordenação veremos que é esta tensão de descarga, que deve ser usada na comparação das tensões do pára-raios de válvula com a resistência do isolamento, o que consiste na prática usual.

Como para se determinar as resistências de impulso para isolamento é usada uma onda de tensão de $1\frac{1}{2} \times 40$ microssegundos [1]. Razões práticas fazem com que para corrente de descarga se use uma onda de 10×20 microssegundos. Embora isto afete a tensão, observou-se que uma corrente de descarga desta forma de onda, produz uma tensão que se aproxima da onda de $1\frac{1}{2} \times 40$ microssegundos, a qual serve bem para comparação com o isolamento. Pelo que se tem verificado do grau de continuidade de serviços, são bons os resultados obtidos usando-se esta onda de tensão de $1\frac{1}{2} \times 40$ microssegundos. Isto ocorre, mesmo tendo sido observado que muitas das tensões aplicadas aos pára-raios em várias partes do mundo, não serem daquela forma adotada. Ao longo dos últimos 20 anos, os pára-raios tem sido aplicados com base na comparação entre a onda de tensão de $1\frac{1}{2} \times 40$ microssegundos de resistência para impulso do isolamento e o valor de crista da tensão produzida através dos pára-raios de válvula durante a descarga de correntes de forma de onda de 10×20 microssegundos.

Limite térmico de pára-raios - Esta característica diz respeito a capacidade que tem o pára-raios de não se danificar devido a elevações internas de temperatura, quando submetido a surtos que o fazem descarregar.

Em outras palavras, é a capacidade de permitir a passagem repetida ou por longo tempo, de correntes de surto.

Sabe-se que embora seja admirável o fato de existirem pára-raios capazes de deixar passar com sucesso surtos de raio da ordem de 100 000 ampères, é mais importante que eles sejam capazes de descarregar tensões de surto de manobra repetidos, principalmente em linhas longas. No capítulo V voltaremos a considerar esta sua característica.

Ainda sobre os pára-raios tipo expulsão e tipo válvula, usados anteriormente para ilustrar a característica de proteção dos pára-raios é importante saber que existe entre eles uma diferença conceitual, que os distingue bastante.

Os pára-raios do tipo expulsão, tem nos Estados Unidos, uso bastante comum, porém limitadamente à distribuição rural. Eles consistem de um isolador de porcelana que forma a estrutura principal do pára-raios, o qual tem dois "Air Gaps" em série, sendo um interno e o outro externo. Os "chifres" do "Air Gap" externo são distanciados para suportarem até aproximadamente, uma tensão 25% superior a tensão nominal do pára-raio. O "Air Gap" interno fica situado em uma câmara anular de forma especial, cujas paredes possuem uma substância química que por ocasião de um arco na câmara, é capaz de se gasificar. O gás produzido provoca o aumento do arco, permitindo o seu resfriamento e desionizando o ambiente. Na parte inferior do pára-raios existe uma abertura para possibilitar a saída destes gases. A corrente subsequente é assim facilmente anulada no fim do primeiro semi-período, ao passar pelo ponto de zero.

Os pontos que apresentam inconvenientes neste tipo de pára-raios são:

- A - A tensão disruptiva na frente da onda é sensivelmente superior a tensão correspondente no pára-raio tipo válvula, ainda, por estarem os "Air Gaps" deste tipo de pára-raios em contato com o ar externo, o comportamento não é constante pois depende das condições atmosféricas.
- B - A vida deste tipo de pára-raios é limitada, pois cada sobretensão que faz funcionar o pára-raios, significa a transformação em gases, de uma porção dos cilindros da câmara de arco.
- C - Os gases produzidos podem ao sair do pára-raios, contaminar equipamentos instalados nas vizinhanças. Por isto seu uso se torna não recomendável nas proximidades de equipamentos elétricos ou indústrias, de valor elevado.
- D - A máxima corrente que êle pode escoar é muito elevada e bem superior a correspondente corrente de escoamento máxima em um pára-raios tipo válvula para distribuição normal, mas não se pode afirmar o mesmo com relação a corrente subsequente que pode ser interrompida.

Os pára-raios tipo válvula são por sua vez, os mais usados, na distribuição de energia elétrica. São êles os que oferecem o maior grau de proteção, entre os dispositivos protetores. São bastante adequados para a proteção de transformadores de classe de tensão elevada, devido a sua caracterís

tica de proteção achatada. Quando aplicados convenientemente, as suas tensões de descarga permanecem abaixo da resistência de rutura do isolamento dos transformadores.

Um pára-raios d'êste tipo é capaz de descarregar surtos iguais as descargas diretas de raios.

Usualmente êle consiste de um elemento centelhador capaz de suportar a tensão do sistema, e de um elemento de válvula capaz de sustar a corrente que segue a descarga do surto.

A tensão de descarga inicial do pára-raios, é determinada pela rutura do elemento centelhador, a qual depende um pouco da velocidade de crescimento da tensão. A sua tensão durante a descarga, é determinada pela queda de tensão através do elemento de válvula a qual depende da velocidade de crescimento, e do valor da corrente de surto descarregada. As curvas da Figura 3.3 mostram respectivamente como a rutura do centelhador varia com a velocidade de crescimento da tensão e como varia a tensão de descarga com o valor e a velocidade de crescimento da corrente de surto para pára-raios do tipo estação típica.

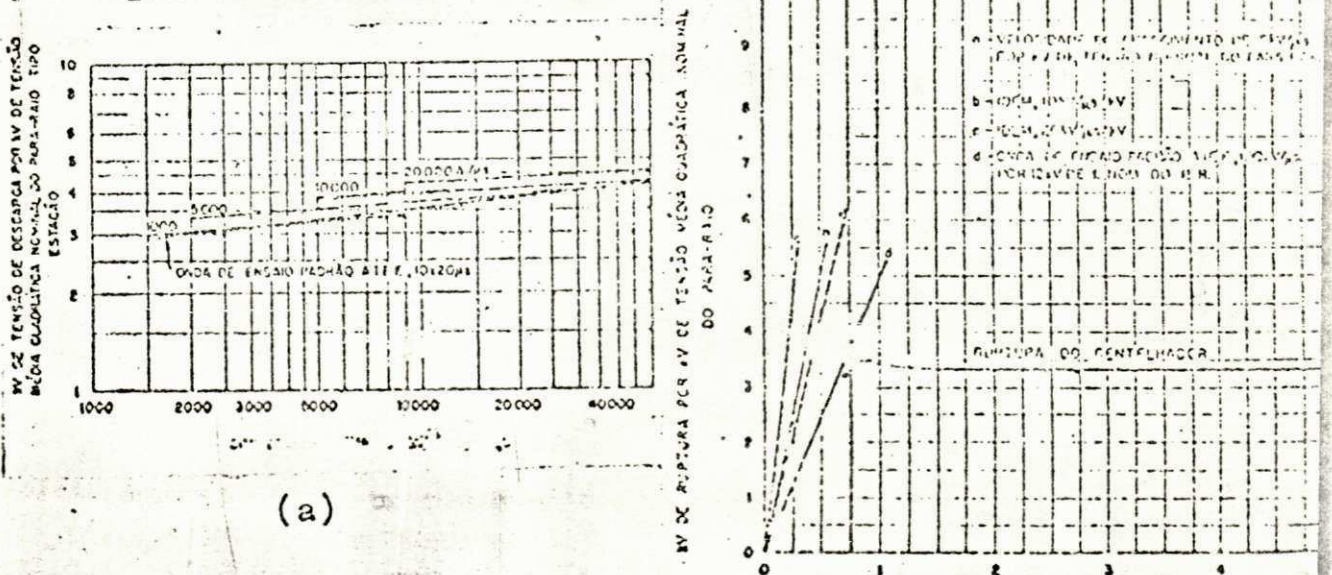


Fig. 3.3

Corrente de surto em ampères (a)

Microsssegundos (b)

- Fig. 3.3 - a) Variação da tensão de descarga com o valor e velocidade de crescimento da corrente de surto para para-raios tipo estação.
- b) Variação da rutura do centelhador do para-raios com a velocidade de crescimento da tensão.

A partir das curvas acima os pára-raios de qualquer valor de tensão nominal, podem ter para uma condição de surto esperada, suas características de proteção determinadas. Isto é, da Figura 3.3-a determinamos a tensão e o tempo de rutura, e da Figura 3.3-b a máxima tensão de descarga.

Os pára-raios do tipo válvula podem ser tipo estação linha, ou distribuição. Os do tipo estação são de construção mais robusta que os demais, e apresentam além de melhores características de proteção, maiores capacidades de corrente de descarga. São usados para a proteção de transformadores de força e subestações. Os do tipo linha são usados na proteção de transformadores de distribuição e pequenos transformadores de força ou pequenas subestações. Finalmente, o pára-raios do tipo distribuição são essencialmente, para montagem em postes, nos circuitos de distribuição, e proteção de transformadores até 37,5 KV.

Existem pára-raios os quais são usados principalmente em sistemas de tensão superior a 220 KV, que fazem a extinção das correntes subsequentes por meio do sôpro magnético.

O sôpro magnético é um método mais eficaz de extinção da corrente subsequente, o qual é utilizado quando os meios usados nos pára-raios comuns não podem mais surtir o efeito

redução da tensão residual de descarga de um pára-raios para um valor mais baixo possível, afim de proteger equipamentos instalados nas subestações, se reduz a resistência interna do pára-raios ao valor mais baixo possível. Se por um lado isto trás convenientes, por outro, os meios usuais de extinção da corrente subsequente não podem mais surtir o efeito desejado.

Foi assim que se criou e se justificou o pára-raios com extinção de corrente subsequente, por meio de um sôpro magnético. Dependendo do fabricante, são usados princípios próprios para sua construção.

3.2 - Os Rod Gaps

Além dos pára-raios, dispositivos de proteção denominados Gap, tem sido usados ao longo de 45 anos. Quando aplicados à entrada de linhas, êles proporcionam um método econômico bastante desejável de suplementar a proteção aos isolamentos de uma subestação, que tem pára-raios adjacentes a transformadores [6].

A figura 3.4-a, mostra um caso em que temos uma certa disposição de equipamentos de uma subestação, e pára-raios. Em b está mostrada a zona de proteção do pára-raios, para surtos de baixa frente de ondas.

Como mostrado em c, esta zona de proteção sofre uma redução para surtos de frente de onda escarpadas, e aparece então uma região desprotegida. Em d, observamos como a instalação de Gaps, fornece proteção a esta zona anteriormente desprotegida para surtos de frente de onda escarpada.

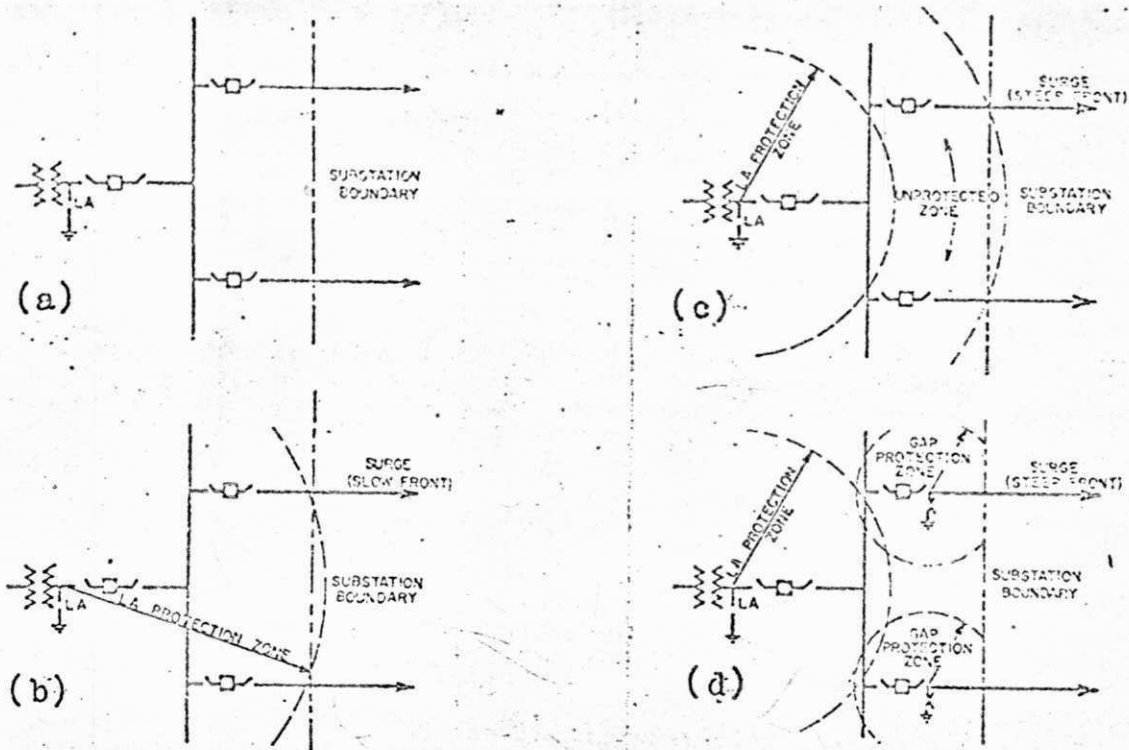


Fig. 3.4 - a) Disposição dos equipamentos de uma subestação e pára-raios
 b) Zona de proteção do pára-raios para surtos de baixa frente de onda
 c) Redução na zona de proteção do pára-raios, para surtos de frente de ondas escarpadas.
 d) Zonas de proteção oferecidas pelos Gaps, abrangendo a região desprotegida.

A aplicação dos Gaps como proteção suplementar aos isolamentos de uma subestação, é uma questão que envolve decisões de natureza técnica e econômica.

As considerações de ordem econômica, se constituem em um poderoso incentivo à sua aplicação. A tabela abaixo

no, mostra os custos para conjuntos de pára-raios e Gaps instalados.

Tensão Nominal do Sistema	CUSTO DA INSTALAÇÃO EM DOLLARS	
	Pára-raios Trifásico	Gap de Ent. de Linha Trifásica
69 KV	1 200	200
138 KV	2 200	250
345 KV	13 000	2 800

TABELA 3.1 - Custos para conjuntos de pára-raios e Gaps instalados

Embora críticas já tenham sido feitas ao uso dos Gaps, os progressos construtivos alcançados tem corrigido imperfeições encontradas pela experiência, ao longo de anos de emprêgo.

Originalmente, no ano de 1927 e até 1937 desenvolveram-se diversos tipos de gaps para aplicação à entrada de linhas, e suas aplicações foram investigadas durante êstes dez anos. Experiências com Ring Gaps, Rod to Plate Gaps, Simple Gaps, etc., e testes realizados em laboratórios, contribuíram para o projeto de um Gap que se tornaria padrão para os fabricados a partir de então.

Apesar de oferecer condições de proteção consideradas boas, o Gap demonstrou ter um comportamento pouco satisfatório.

Três inconvenientes do seu emprêgo, eram as seguintes:

Sua operação provocava faiscamento em chaves aéreas localizadas nos barramentos próximos aos Gaps.

B - Um arco estabelecido através do Gap podia provocar faiscamento no barramento.

C - A queima dos arcos eletrodos do Gap podia aumentar o espaçamento do Gap, provocando uma modificação nas suas características de proteção.

Das dificuldades que ocorreram com este projeto, foram introduzidas melhoras no desempenho dos Gaps de entrada de linha, resultando o Gap forma H, como é hoje conhecido.

Testes foram realizados para se verificar qual o tipo de material e forma dos "Chifres" de arco dos Gaps, eram os mais aconselháveis.

O aço galvanizado foi adotado por produzir uma mais rápida passagem do arco, e a forma dos "chifres" de arco adotada foi de acordo com o usado em projetos, 5/8 ou 3/4 de polegada quadrada.

Também foram realizados testes, para que fôsse possível se conhecer as características de quebra ante impulsos e a frequência do sistema, para diversos espaçamentos do Gap. Verificou-se que os resultados eram essencialmente os mesmos, que os do Rod Gap padrão definido pelo AIEE.

A Figura 3.5, serve para que se compare as características de impulso crítico de faiscamento do Gap forma H e o Gap padrão do AIEE, para ondas $1\frac{1}{2} \times 40$ microssegundos de polaridade positiva e negativa.

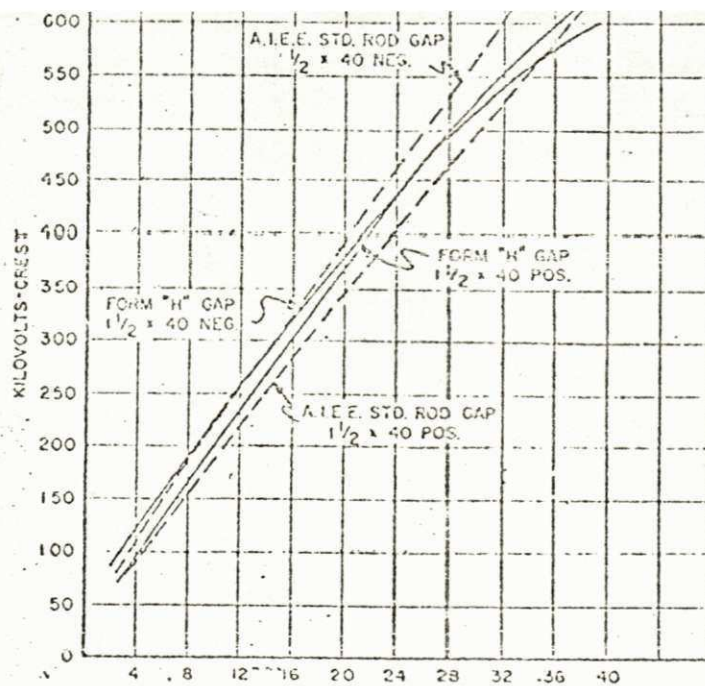


Fig. 3.5 - Características de impulso crítico de faiscamento do Gap forma e o Gap padrão do A.I.E.E., para ondas de $1\frac{1}{2} \times 40$ US de polaridade positiva e negativa.

A Figura 3.6, mostra as características tensão-tempo para faiscamento em aplicação de ondas de $1\frac{1}{2} \times 40$ microsegundos, de polaridade negativa, para um espaçamento de 30 polegadas.

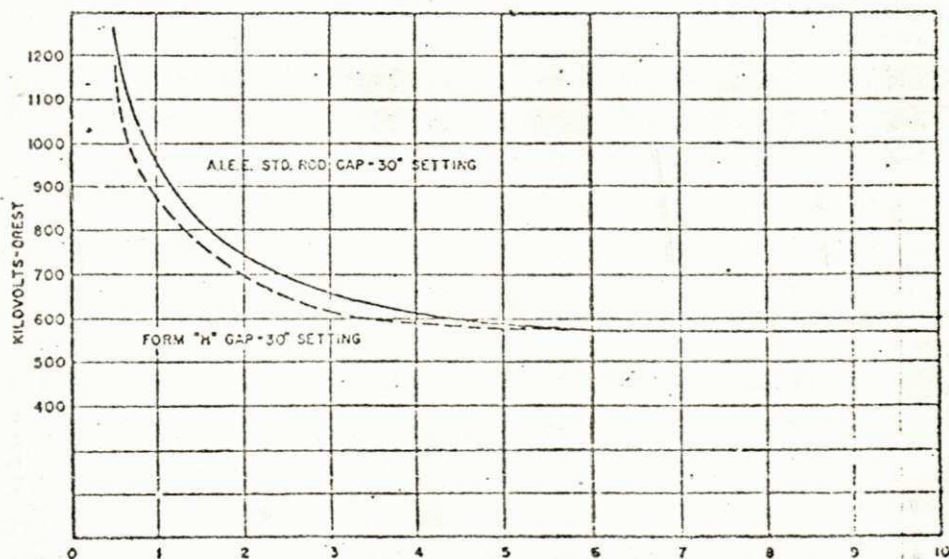


Fig. 3.6 - Características de tensão-tempo para faiscamento em aplicação de ondas de $1\frac{1}{2} \times 40$ US, de polaridade negativa, para um espaçamento de 30 polegadas.

Observamos que há grande proximidade entre as curvas para o Rod Gap padrão do AIEE e o Gap forma H, cuja diferença é de apenas 5% de 1 até 4 microssegundos.

Isto permite que ao trabalhar com Gaps forma H, se use o Rod Gap padrão estabelecido pelo AIEE.

A partir dos progressos obtidos no seu projeto os Rod Gaps tem sido usados com sucesso em grande número de instalações, e a baixa incidência de falhas em equipamentos, possibilidade de suportar grande quantidade de faiscamentos devido a surtos de manobra e o modesto custo de suas instalações, os tem tornado bastante necessários.

Entretanto, o Gap apresenta características que o denunciam como não possuidor de todos os requisitos de um verdadeiro dispositivo de proteção. Em primeiro lugar, cada vez que ele opera, é necessário que haja desenergização do circuito, para que se extinga o faiscamento. Segundo, sua tensão de quebra aumenta mais rapidamente para curtos intervalos de tempo do que para muitos isolamentos, o que significa a necessidade de um Gap relativamente curto para proporcionar proteção contra surtos tendo frente de onda escarpados. Dêste modo, para intervalos de tempo longos, ocorreriam numerosos faiscamentos para valores mais baixos de descargas atmosféricas e surtos de manobra com consequentes desenergizações do circuito.

So Rod Gaps são então usados sobretudo como proteção de retaguarda, ou onde as desenergizações dos circuitos possam ser toleradas ou controladas pelo refechação muito rápida.

do dos disjuntores.

Contudo, um Gap que normalmente ofereceria proteção de retaguarda, pode passar a se constituir em proteção primária, no caso em que um circuito disjuntor de uma determinada linha está na posição aberta, isolando porções da subestação da ação de qualquer pára-raios.

4. A COORDENAÇÃO DOS ISOLAMENTOS

4.1 - Introdução

A coordenação dos isolamentos consiste na correlação dos isolamentos de equipamentos elétricos e circuitos com as características dos dispositivos de proteção, de maneira que o isolamento fique protegido de sobretensões excessivas.

Em 1941 foi publicada pelo Comitê AIEE-EEI-NEMA, a tabela que estabelecia os seguintes níveis básicos de isolamentos, para as diversas classes de tensão [7].

Classe de Tensão (KV)	Nível Básico de Isolamento (KV)
23	150
34,5	200
46	250
69	350
92	450
115	550
138	650
161	750
196	900
230	1050
287	1300
345	1550

TABELA 4.1 - Níveis básicos de isolamento para impulso.

Os níveis básicos de isolamentos ou BIL (Basic Insulation Levels), são definidos como níveis de referência expressos no valor de crista da tensão de impulso, com uma onda de padrão não maior que $1\frac{1}{2}$ x 40 microssegundos.

O isolamento dos equipamentos deve ser igual ou maior

que o seu nível básico de isolamento.

Em coordenação dos isolamentos, devem ser considerados basicamente, os três princípios seguintes:

- A - Os níveis de isolamentos são selecionados com base no máximo surto de chaveamento provável esperado no sistema.
- B - Surtos devido a descargas diretas devem ser desviados e/ou modificados.
- C - Os níveis de isolamentos devem ser coordenados de tal maneira que sejam aplicados equipamentos mais acessíveis e baratos embora que sejam usados para que isto seja possível, dispositivos de proteção menos acessíveis e mais caros.

A coordenação dos isolamentos com a proteção empregada, é feita considerando-se o nível de rompimento e o tempo para rompimento, dos isolamentos;

Os isolamentos em geral, e os dispositivos de proteção, tem uma característica como a abaixo indicada:

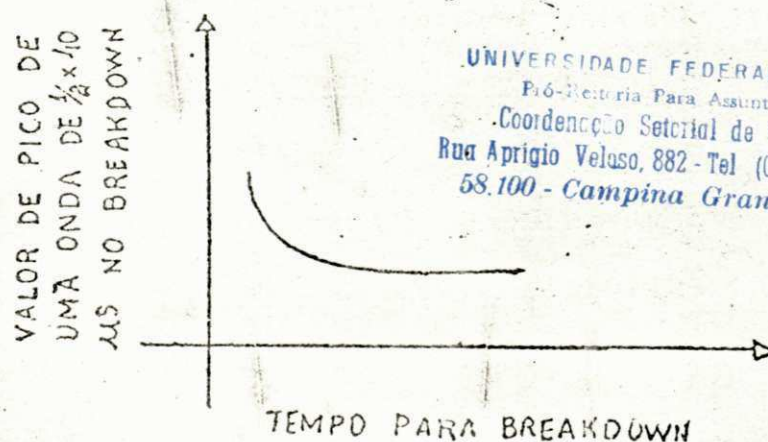


Fig. 4.1 - Curva característica de descarga disruptiva de tensões-tempo, de um isolamento.

Estas formas podem ter formas diferentes para diversos itens de isolamentos. Isto é, as curvas de descarga disruptiva de tensão de impulso-tempo, podem ser diferentes, para os diversos itens de equipamentos.

Existem também, diferenças na descarga disruptiva devido a influência da onda de impulso ser de polaridade positiva ou negativa. Os efeitos da polaridade, diferem para os vários tipos de isoladores. As investigações de campo mostram, que aproximadamente 60 a 90 % das tensões de raio, são de polaridade negativa. Em grande número de informações sobre linhas de transmissão, consta um percentual de 80 a 90 % de polaridade negativa. Enquanto isto, possivelmente influenciadas pelas tensões de descargas induzidas registradas (sem pre de polaridade oposta a da tensão de descarga direta), medições em sistemas de distribuição tem mostrado 60% de polaridade negativa.

Os isolamentos de suspensão em geral, tem tensões de descarga disruptiva um pouco inferiores nas ondas positivas (5 a 10%). Isoladores de pedestal apresentam tensões de descarga disruptiva de 20 a 40% inferiores na onda positiva, dependendo do projeto da porcelana e da ferragem a ela fixada. Informa-se para colunas de isoladores, tensões de descarga disruptiva 5 a 20% inferior na onda positiva. Em buchas, em algumas classes de tensão, pode ser inferior na onda positiva, ao passo que em outras é inferior na onda negativa.

Os modernos pára-raios do tipo estação, tem o seu nível de proteção não afetado pelas polaridades, desde que para tal são projetados.

Os pára-raios em geral, tem o seu nível de descarga disruptiva não muito reduzido pela chuva, orvalho ou depósito de pó nos isoladores. O mesmo não se pode dizer, com relação aos surtos de manobra.

A obtenção do nível de descarga disruptiva crítica, é feita em laboratório, aplicando-se uma onda de impulso de $1\frac{1}{2}$ x 40 microssegundos, e aumentando-se gradualmente a tensão da crista da onda, até acontecer em 50% das aplicações do ensaio, a descarga disruptiva do isolamento. A chamada tensão de descarga disruptiva crítica de impulso, é a tensão de descarga da onda que causa descarga disruptiva em 50% das aplicações. A tensão de crista mais baixa de uma onda de $1\frac{1}{2}$ x 40 microssegundos a qual o isolamento ou o equipamento resistirá em várias aplicações do ensaio sem sofrer uma descarga disruptiva ou danos, é a denominada tensão de resistência à onda plena de impulso.

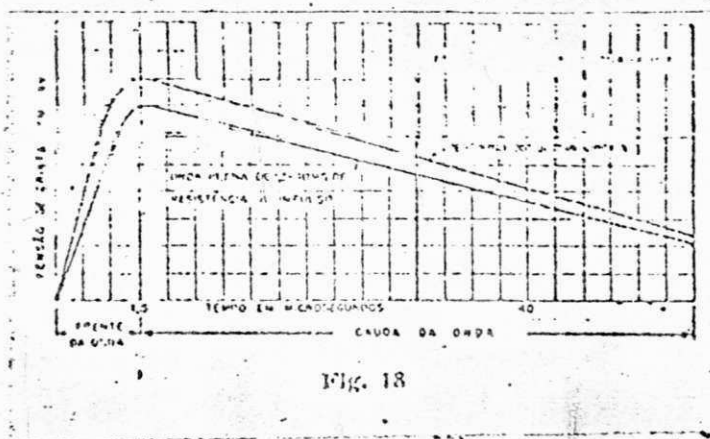


Fig. 4.2 - Ondas de ensaio de tensão de impulso.

Ainda com relação as características dos isolamentos, existe a considerar casos de possíveis deteriorizações em serviço. Naturalmente, depois de um certo tempo de serviço, tornar-se-á lícito a indagação de se não terão sofrido modificações, as qualidades que tinham os isolamentos quando novos. A maioria deles porém não apresenta deteriorizações significantes, se mantidos em boas condições.

Mesmo assim, é admitida uma deteriorização com o envelhecimento dos isolamentos de um transformador, da ordem de 20% para um período de 10 anos, mesmo considerando-se uma boa manutenção. Este é um dos motivos pelo qual é indicado para o transformador de BIL 1675 KV de um sistema de 500 KV, um pára-raios de 420 KV, o qual proporciona uma desejável margem de segurança, desde que a razão de proteção do equipamento é neste caso, de 1,4 [8].

4.2 - Aspectos das Investigações de Campo, sôbre as características dos surtos de manobra

Quanto aos surtos de manobra, seu melhor conhecimento ocorreu na década passada, após diversos estudos realizados no campo e em sistemas miniaturizados, dos quais resultou todo o conhecimento atual. [9].

Na realidade, o aumento da tensão dos sistemas fez com que os surtos de manobra se tornassem a sobretensão predominante na coordenação dos isolamentos em lugar daquelas, devido a descargas atmosféricas. A necessidade de se conhecer as características dos surtos de manobra, sua forma de onda e método de geração, fez inicialmente com que estudos em siste

mas miniaturizados dessem informações a respeito das quais a literatura técnica se tem ocupado.

Sabe-se porém, que apesar de tais estudos terem con-
tribuído bastante para o conhecimento atual, eles apresentam
certas limitações. Com o objetivo de estudar os surtos de ma-
nobra conhecidos como capazes de gerar grandes sobretensões,
e também investigar as condições de surtos normais que po-
diam contribuir para altas sobretensões, foi então realiza-
do em 1960, um programa de testes de campo pela American
Electric Power Service Corporation e Westinghouse Electric
Corporation.

Dados foram obtidos, principalmente de testes de e-
nergização e desenergização, no sistema de 345 KV do AEP, em
linhas de comprimento intermediário terminadas por transfor-
mador em vazio, os quais foram de grande importância para o
conhecimento da sua influência na forma e grandeza dos sur-
tos de manobra.

Testes desta natureza foram realizados no trecho de
85 milhas de linha situada entre as localidades de Muskingum
River e Tidd, cujo diagrama unifilar está abaixo indicado.

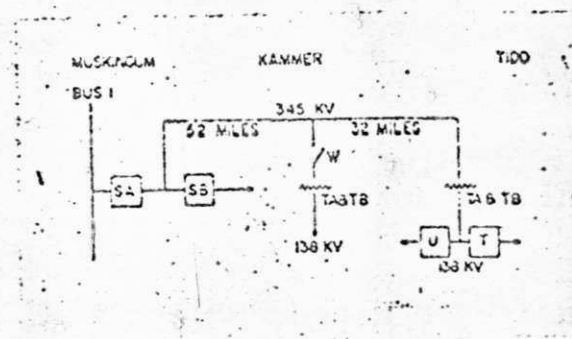


Fig. 4.3 - Diagrama unifilar do American Electric Power Sys-
tems, entre as localidades de Muskingum e Tidd.

O disjuntor SA foi utilizado para as operações de energização e ré-energização. Medições de tensões fase - terra foram feitas no barramento de 345 KV, na linha do lado do disjuntor, e também no transformador do lado da receptora. Também foram medidas as correntes nos pára-raios.

Para as operações de energização do disjuntor, foram obtidos os seguintes histogramas para as sobretensões transitórias que ocorreram nos terminais da linha do gerador (c_s) e receptor (c_r).

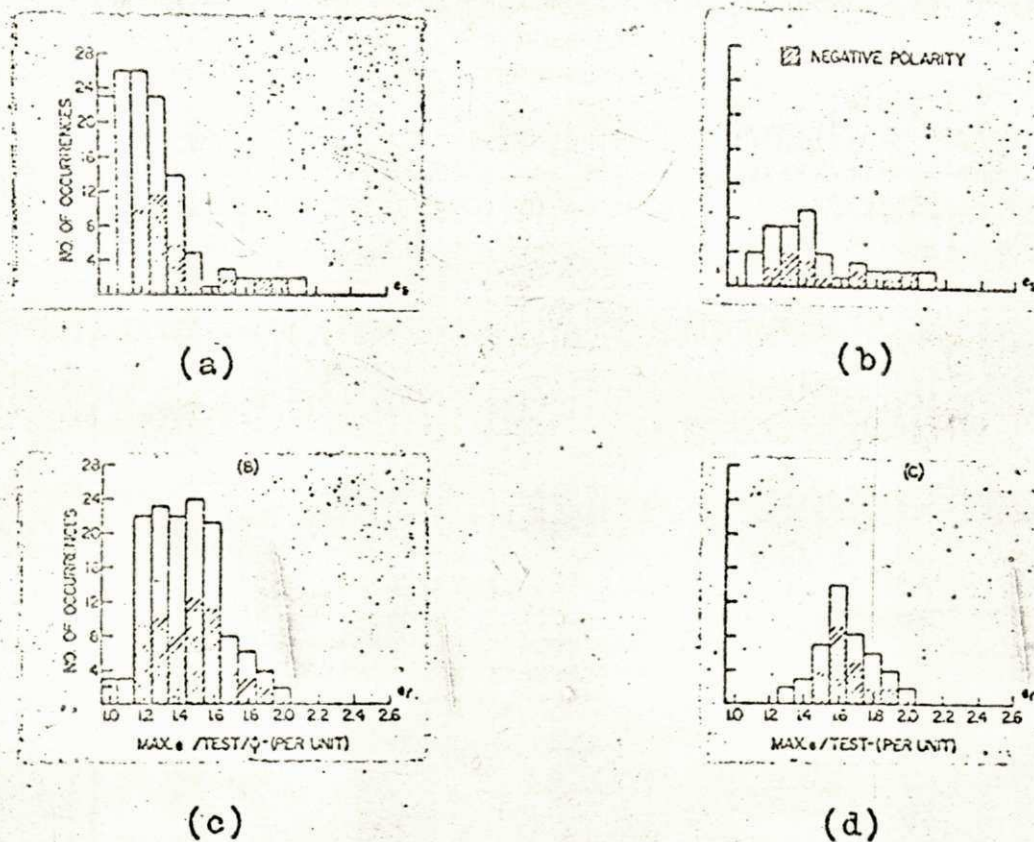


Fig. 4.4 - a, b) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado do gerador
 c, d) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado refletor.

Observamos na Figura 4.4a que o valor encontrado c_s por operação do disjuntor por fase, foi de 2,1 pu, e o valor médio 1,2 p.u. Na Figura 4.4b, o máximo valor de c_s por operação dos disjuntor foi de 2,1 p.u. e o valor médio 1,4 p.u.

A Figura 4.4c, mostra que o máximo valor de c_r por operação do disjuntor por fase foi de 2,0 p.u. e o valor médio 1,4 p.u. Na Figura 4.4d observamos que o máximo valor de c_s por operação do disjuntor foi de 2,0 p.u. e o valor médio 1,6 p.u.

Também foram considerados os casos em que ocorriam diferenças de tempo entre o fechamento dos polos dos disjuntores. Os histogramas abaixo, mostram os resultados obtidos para o mesmo teste de energização anterior, quando a diferença no tempo de fechamento dos polos era maior que 1/2 ciclo.

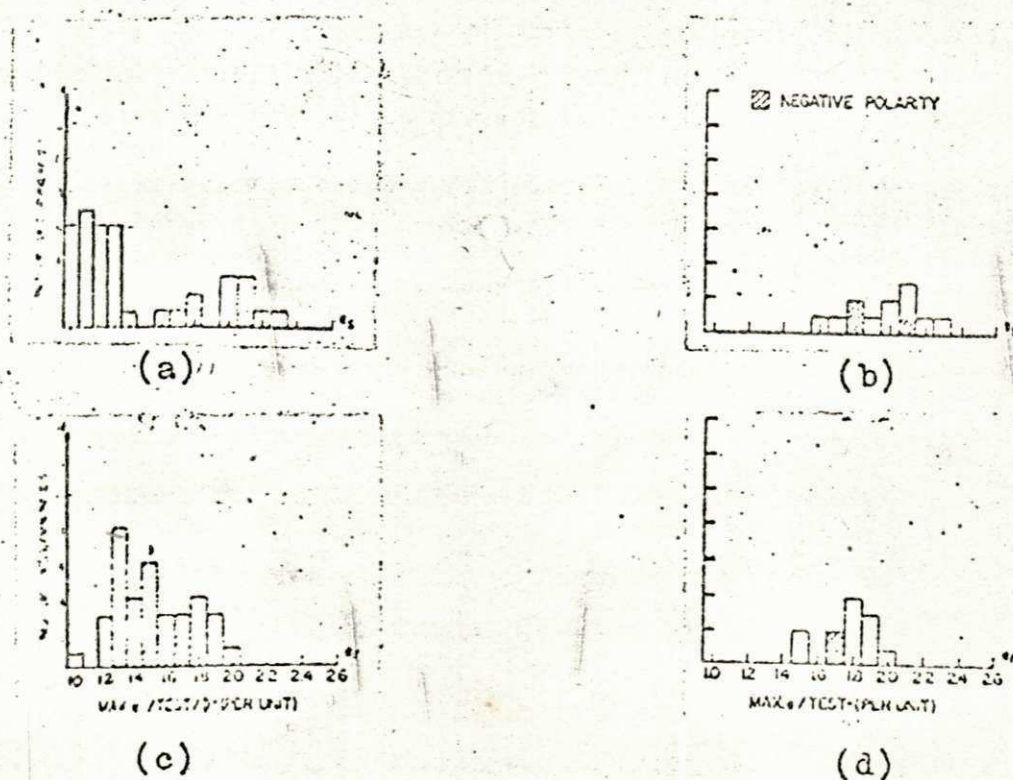


Fig. 4.5 - a,b) Máximas tensões nos terminais da linha, de lado do gerador
 c,d) Máximas tensões nos terminais da linha, do lado receptor.

Foi então revelado para este caso, que após um tempo igual a duas vezes o de percurso de uma onda transitante ao longo da linha, aparecia nas fases 2 e 3, uma tensão cuja frequência era de aproximadamente 3º harmônico, a qual se extinguia ao fechamento da terceira fase. Os oscilogramas das tensões na receptora mostraram que elas são associadas com aquelas da geradora. A alta tensão inicial a qual atingiu ao valor 1,3, é o associado ao fechamento da fase 3.

Este tipo de operação foi considerado entre os poucos que podem produzir operação de descarga em pára-raios de projetos atuais, com transformador ao fim da linha.

Da mesma forma que para as operações de energização, histogramas e oscilogramas foram obtidos quando os surtos de sobretensões foram gerados, pela operação de um disjuntor UHSR (Ultrahigh - Speed Reclosure).

As conclusões sobre demais testes realizados, podem ser sintetizadas como seguem:

A - Diferenças de tempo de fechamento entre polos do disjuntor maiores que 0,50 ciclos, provocavam o aparecimento de sobretensões de baixa frequência, que existiam até os três polos fecharem. Frequentemente estas sobretensões excediam 2,0 p.u. Quando além da diferença de 0,50 ciclos entre o tempo de fechamento das duas primeiras fases a terceira ainda permanecia aberta até 0,75 ciclos de tempo depois, a sobretensão nela gerada era de 2,3 p.u. Este foi o caso em que ocorreu maior sobretensão devido a

Procurou-se determinar um grande número de formas de onda, que representassem todo o espectro de surtos de manobra em um sistema potência. Isto veio a possibilitar um melhor conhecimento básico de tais surtos, no que diz respeito as suas características e também a capacidade dos isolamentos de suportá-los. Com base em um grande número de investigações de campo, laboratório e investigações analíticas realizadas por indústrias, foram selecionadas as formas de onda, que deveriam ser usadas para aplicações particulares a isoladores e rod gaps.

O Working Group on Swithing Surges tem selecionado as seguintes formas de ondas, encontradas em sistemas de potência e particularmente aplicadas aos isoladores e rod gaps.

	Tempo da frente			X	Tempo para o valor metade ou cauda us		
a)	50	\pm	25 %	X	1000	a	5000
b)	300	\pm	25 %	X	1000	a	5000
c)	1000	\pm	25 %	X	5000	a	10000
d)	Meio ciclo de uma oscilação a 60 CPS, onde o tempo para crista para um quarto de ciclo é igual a 4000 us.						

TABELA 4.2 - Formas de onda representativas de surtos de manobra, estabelecidas pelo Working Group on Swithing Surges.

Testes de isolamentos ante sobretensões de manobra foram realizados pela Ohio Brass Company, que considerou os surtos de frente de onda de 5 a 1700 us.

Abaixo estão indicadas algumas formas de onda usadas durante os testes.



Formas de onda aproximadas

5 x 5 000	us
18 x 5 000	us
160 x 5 000	us
250 x 5 000	us
450 x 5 000	us
650 x 5 000	us
1700 x 9 000	us

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
Coordenação Setorial de Pós-Graduação
Rua Aprígio Veloso, 882 - Tel. (083) 321-7222-R 355
58.100 - Campina Grande - Paraíba

Fig. 4.7 - Formas de onda usadas pela Ohio Brass Company para testes de isolamentos ante sobretensões de manobra.

Muitos testes foram realizados com cadeias de isoladores em V em uma torre janelada simulada, e em simples cadeia de isoladores suspensa.

Verificou-se que para diferentes surtos positivos de diferentes frentes de onda, o faiscamento do isolamento poderá ocorrer na cauda ou na frente da onda. Muito poucos faiscamentos ocorreram no ponto máximo da onda de surto.

Assim, nas ondas de surto de frente de 5 microssegundos, verificou-se que os faiscamentos ocorriam no domínio de 20 a 105 microssegundos. Nas de frente de 18 microssegundos,

segundos, no domínio de 25 a 90 microssegundos. Nas ondas de surto de frentes mais longas, como a de 250 microssegundos, os faiscamentos ocorreram a maior parte na frente da onda, ou seja, no domínio de 120 até 300 microssegundos.

A onda de frente de 250 microssegundos foi a que ocasionou a mais baixa tensão de faiscamento, como se pode ver da Figura 4.8, que diz respeito ao isolamento da torre. Embora a duração da frente de onda de surto que dá o mínimo faiscamento varie com a dimensão da estrutura, a mudança é considerada pequena.

Na maioria dos testes, foi considerada a onda 250 x 5000 microssegundos por ser a que descobriu-se ser causadora dos mais severos surtos de manobra, para as distâncias estudadas.

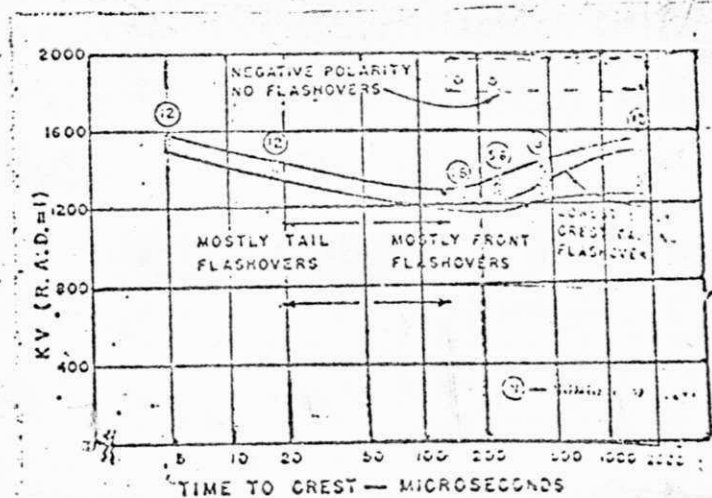


Fig. 4.8 - Efeito da frente do surto no faiscamento em torre janela - 24 ft; com cadeia de isolamento em V de 25 unidades, (a seco), sem "dc Bias", polaridade positiva.

Da Figura acima observamos, que para durações da frente de onda onde os faiscamentos sempre ocorrem na frente

da onda, a tensão de crista do mais baixo surto causando faiscamento, é acima da máxima tensão de faiscamento.

A Figura 4.9 mostra um típico conjunto de dados de teste, para uma onda de teste positiva, de 250 microssegundos de frente. Observamos que a mais baixa tensão de crista causando faiscamento, é cerca de 5% acima da mais baixa tensão de faiscamento para estes surtos de 250 microssegundos de frente.

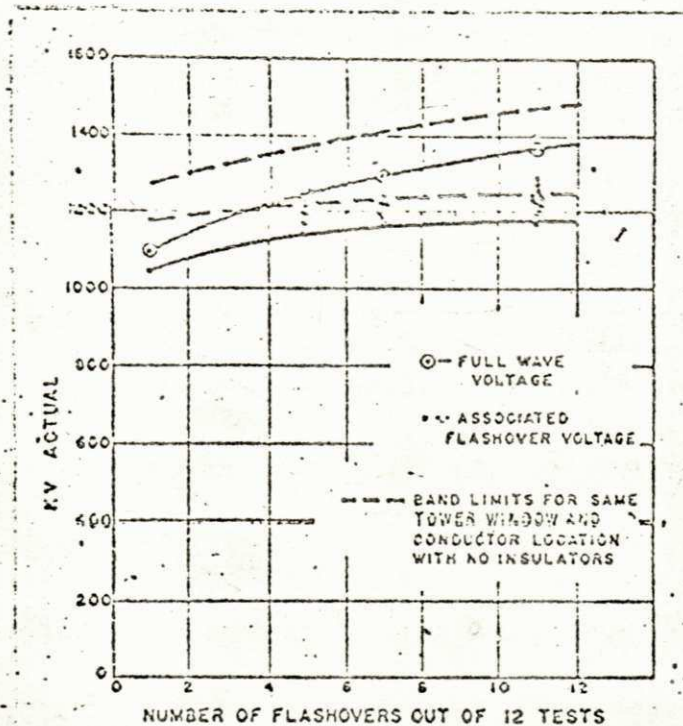
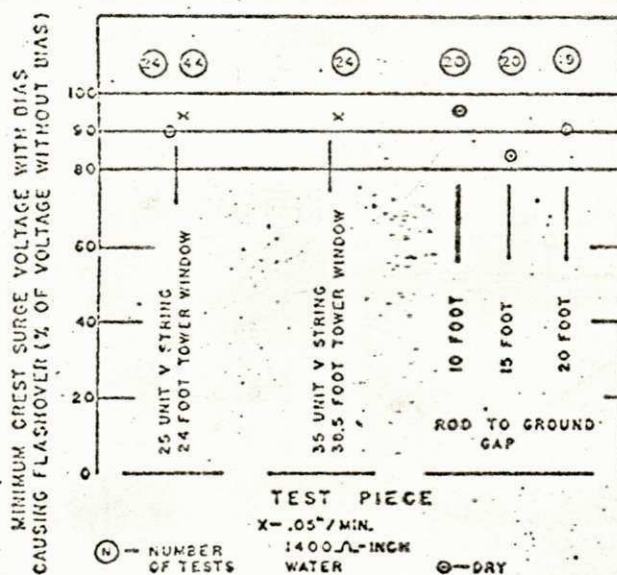


Fig. 4.9 - Comportamento do faiscamento em torre janelada, 24 ft, com cadeias de isolamentos em V, 25 unidades (molhado) com surtos de onda de 250 x 5000 us, de valor de crista variável.

A consideração da tensão de precedente denominada "Bias voltage", foi por sua vez, de grande interesse nos testes da Ohio Brass Company. Ela consiste em uma tensão de polaridade oposta àquela do surto de manobra e que pode ocorrer por exemplo em condutores de fases "boas", por ocasi

ção de um religamento a alta velocidade.

O efeito desta tensão de polaridade negativa, em testes realizados com a cadeia de isoladores em V, pela aplicação de ondas de surto de 250 x 5000 microssegundos de polaridade positiva, pode ser observado da Fig. 4.10. Foi considerada a relação de 0,3 a 0,4 entre a "Bias Voltage" e tensão de surto de manobra. Nela observamos que sobre as condições de isoladores molhados, o surto de tensão de faiscamento é reduzido em 5% a 7% e sob as condições à seco a redução é de cerca de 10%.



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAIBA
 Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
 Coordenação Setorial de Pós-Graduação
 Rua Arigio Veloso, 882 - Tel (063) 321-7222-R 355
 58.100 - Campina Grande - Paraíba

Fig. 4.10 - Efeito da tensão negativa precedente "de Bias", no faiscamento devido a surto de onda 250 x 5000 us. "Bias Voltage" aproximadamente 0,3 a 0,4 vezes a tensão de crista do surto.

Esta redução requer, a altas tensões de surto de manobra, o aumento de isoladores e extensão de gaps.

Reduções do mesmo tipo foram verificadas ocorrerem, para ondas de surtos de frente muito escarpadas ou também, pa

ra ondas de frente de 450 a 650 microssegundos.

Os faiscamentos causados pelas ondas de surto de 250 microssegundos de frente foram comparados com aqueles causados a 60 CPS. Para os testes, foram utilizadas cadeias de isoladores em V em torre janela simulada, e cadeia de isoladores suspensos por guindaste, a 35 ft de altura. A Figura 4.11 mostra o resultado de testes realizados à seco ou molhado, compreendendo-se por molhado, os isoladores sujeitos a uma precipitação de 0,05 IN por minuto, de água detergente de 1300-OHM INCH

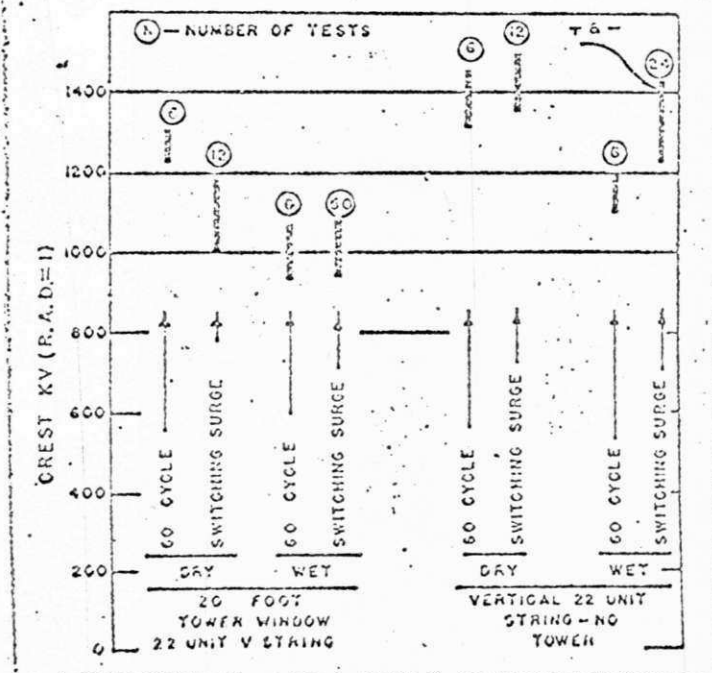


Fig. 4.11 - Comparação entre os faiscamentos a 60 CPS e a surtos de 250 x 5000 us, para cadeia de isoladores tanto em torre janela, como livres dos e feitos da torre. Sem "Bias Voltage", polaridade positiva.

Os isoladores de cadeia em V testados a sêco, apresentam surto de tensão de faiscamento devido a manobras, mais baixo que a 60 CPS. Observamos que para a cadeia de isolamentos de 22 unidades suspensos por um guindaste, livre da proximidade de objetos, o surto de tensão de faiscamento devido a manobra é aproximadamente igual ao de 60 CPS.

Os isoladores de cadeia em V, testados molhados, embora tenham o valor do surto de tensão de faiscamento devido a manobras de 5% a 7% mais baixo que quando a sêco, são aproximadamente iguais ao valor de tensão de faiscamento a 60 CPS. Observamos que para os isoladores cadeia de 22 unidades, sem o efeito da proximidade da torre, são verificados valores mais altos de tensão de faiscamento devido a surtos de manobra, e a 60 CPS também.

Na coordenação dos isolamentos, os isolamentos de suspensão da linha, colunas de isoladores de pedestal, buchas etc., são considerados ter resistência aos surtos de manobra cêrca de 90% da sua resistência à tensão de onda plena de impulso.

4.4 - Exemplo ilustrativo de coordenação dos isolamentos em uma subestação

Essencialmente, a coordenação dos isolamentos compreende a comparação dos níveis básicos de isolamento dos equipamentos, com os níveis de proteção para impulso dos pára-raios.

Os níveis de proteção para impulso dos pára-raios devem ser evidentemente, abaixo dos níveis básicos de isolamento dos equipamentos.

Em estudos mais exatos, são incluídas considerações quanto as localizações dos pára-raios, oscilações ou tensões refletidas, blindagem contra descarga direta, etc. Em síntese, a coordenação dos isolamentos é considerada ser uma análise total do sistema, pela qual o projetista da estação assegura uma proteção digna de confiança em subestações, são os transformadores os equipamentos principais a serem protegidos, por serem os mais caros. Na Fig. 4.12, observamos seu isolamento representado por uma curva complexa

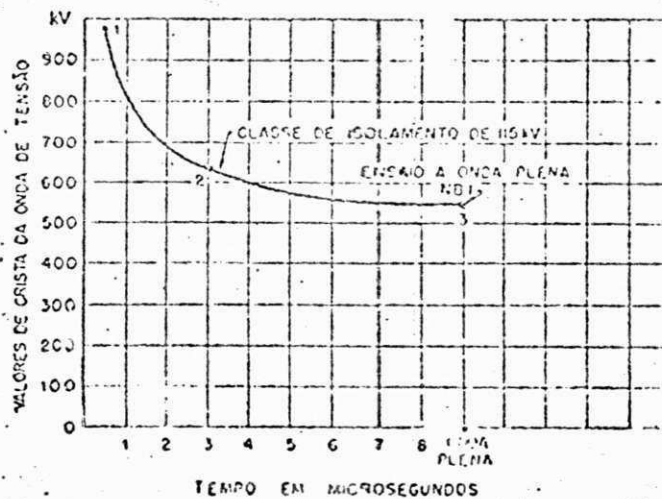


Fig. 4.12 - Curva complexa de tensão de impulso tempo do isolamento de um transformador

O método de definir a resistência do transformador, vem do teste que para os transformadores de força foi estabelecido, pela ASA. O teste consiste em uma aplicação de ensaio à onda plena, e dois de onda cortada, entre 1,5 e 3,0 microssegundos.

Conhece-se por meio de dados do projeto, que a 0,5 microssegundos a tensão de resistência dos transformadores modernos é aproximadamente 50% superior na de 30 microssegundos. Portanto, a curva total de tensão de impulso-tempo acima, é representada por uma curva composta a partir de 0,5 microssegundos, até o ponto de ensaio da onda cortada a 1,5 3,0 microssegundos, e daí até o nível de ensaio a onda plena.

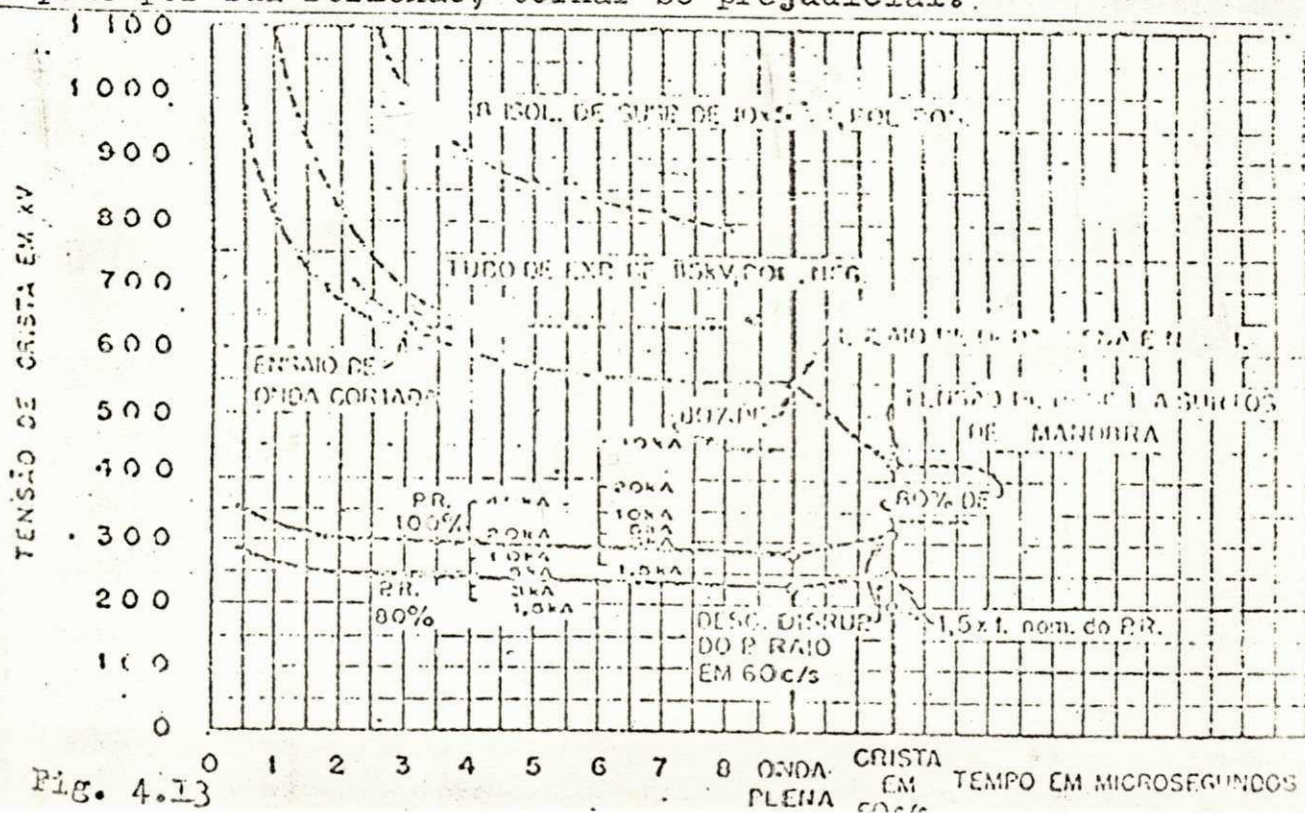
Em relação a resistência dos transformadores aos surtos de manobra, ela depende da sua duração. Até 1000 microssegundos os surtos de manobra são considerados de duração menor, enquanto são de duração maior, aqueles de alguns milhares de microssegundos. A resistência do isolamento se aproxima do nível de tensão de ensaio de resistência a onda plena de impulso, para surtos de manobra de menor duração. Para os de maior duração, a tensão de resistência é cerca de 30% maior que o valor de crista da tensão de ensaio de um minuto a baixa frequência do transformador.

Na determinação da proteção dos transformadores, é conveniente se adotar uma margem de segurança entre a tensão devida a um raio e o nível de ensaio de impulso do transformador. Assim, considera-se desejável, que a tensão devida ao raio não exceda aproximadamente 80% do nível de ensaio de impulso do transformador. Dêste modo, será preferível que tanto a curva de tensão-tempo de descarga disruptiva de impulso média do pára-raios como a queda ir durante a descarga, não excedam 80% da curva de tensão de impulso-tempo do ensaio de resistência do transformador.

Na parte esquerda, parte superior, a curva tensão-tempo das características de descarga disruptiva de impulso do isolamento da linha, indica a máxima tensão devido a raios que deve ser fornecida à subestação por uma onda transitante na linha de transmissão a ela ligada. Ocorrendo uma tensão de raio que exceda este valor, ocorrerá uma descarga disruptiva na linha, e uma onda de tensão cortada, circulará em direção à estação.

A grandeza da onda que entra na estação, depende principalmente, da frente de onda de impacto do raio, tempo até a descarga disruptiva da resistência de terra encontrada pelo impacto no ponto de descarga disruptiva da linha, presença ou ausência de fios de terra aéreos, da distância até alcançar a estação, e da relação de atenuação.

Se tem um transformador no fim da linha, conhecemos que as ondas de tensão tendem a refletir-se para o dobro da tensão, e deste modo, uma onda transitante de entrada de metade da resistência de impulso do equipamento, já pode por sua reflexão, tornar-se prejudicial.



Ainda na Figura 4.13, a linha que vemos tracejada indica a margem de segurança pela qual as tensões de onda plena aplicadas a transformadores devidas a raios, não deveriam exceder 80% da tensão de ensaio do transformador a onda plena.

Mais abaixo, estão duas curvas de tensão de impulso-tempo que mostram a tensão de descarga disruptiva de impulso de pára-raios tipo estação, de 121 KV e 97 KV de tensão nominal, usados respectivamente em sistemas de 115 KV com neutro não aterrado e com neutro aterrado. Estes pára-raios são chamados às vezes, de 100% e 80%, respectivamente.

Cada curva de tensão-tempo tem uma escala de valores com as quedas IR ou tensões de descarga através do pára-raio, correspondentes as correntes de descarga de raios de 1500, 3000, 5000, 10 000, 20 000 e 40 000 ampères (forma de onda 10 x 20 microssegundos).

A importância de se aterrar efetivamente o neutro dos sistemas é sentida pela observação de que o pára-raios 80% oferece uma proteção melhor que o de 100%.

Notamos, em relação ao pára-raios de 100% protegendo o transformador de 115 KV, que temos para uma corrente de descarga de 20 000 ampères, uma queda de tensão IR no pára-raios que chega a ser aproximadamente 69% do nível de ensaio de onda plena do transformador.

Nêste caso, é importante aplicar nêle, blindagem contra descarga direta, de modo que as correntes de descar

ga através dos pára-raios não tenham probabilidade de exceder 5000 ou 10 000 ampères.

Na parte direita da curva, estão os valores de crista à 60 CPS, para comparação com os níveis de tensão. Entre êles, a tensão de resistência do transformador a surtos de manobra, a tensão de crista de descarga disruptiva do pára-raios em 60 CPS, e a tensão de descarga disruptiva em 60 CPS mínima permissível, igual a 1,5 vezes a tensão nominal do pára-raios.

Esta coordenação que observamos é importante tanto na proteção contra os surtos de manobra de frente lenta, como nas de longa duração.

Quando ocorrem surtos de manobra mais rápidos, a tensão de resistência do transformador, tenderá para cima na direção dos níveis de onda plena de impulso e a tensão de descarga disruptiva do pára-raios tendem ligeiramente para baixo.

Como as correntes de descarga de surtos de manobra são usualmente de apenas algumas centenas de ampères, a queda IR fica no pára-raios, abaixo da tensão disruptiva, de modo que o critério que prevalece na proteção contra surtos de manobra, é a descarga disruptiva do pára-raios.

De acôrdo como é usado modernamente, dos pára-raios depende a proteção contra todas as sobretensões transitórias, tanto de raio, como de surtos de manobra.

5. REDUÇÃO DOS NÍVEIS DE ISOLAMENTOS

Na coordenação dos isolamentos em sistemas de energia, procura-se através dos meios técnicos disponíveis, obter o máximo de benefícios econômicos pela adoção de níveis de isolamentos os mais baixos possíveis.

O progresso nas técnicas de construção de modernos pára-raios, favorece a obtenção de níveis mais reduzidos. Recomenda-se por isto, que em projetos para execução a longo prazo, seja deixada uma margem que possibilite uma redução maior dos níveis; se neste interim ocorrerem o aparecimento de pára-raios construídos sob técnicas mais avançadas.

Quanto mais elevada a tensão do sistema, os custos dos isolamentos tornam a redução dos seus níveis de maior importância econômica. O aumento no custo do isolamento de acordo com o valor maior da tensão para qual se destina, tem sua variação expressa por uma curva como a da Figura abaixo.

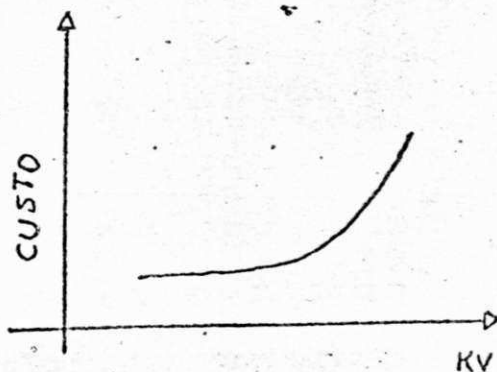


Fig. 5.1 - Variação de custo dos isolamentos com o valor da sua tensão nominal.

5.1 - Importância da evolução técnica na construção dos pára-raios, para a redução dos níveis de isolamentos

A evolução na construção dos pára-raios, possibilitou uma redução da sua tensão de descarga IR, aumentando a margem entre o seu nível de descarga ante surtos de origem atmosférica e o nível básico de isolamento do transformador permitindo a sua redução [12].

Apesar do aumento desta margem, o nível de resistência dos isolamentos aos surtos de manobra permanecia inalterado. Os estudos que foram feitos para determinação das formas de onda que representassem surtos de manobra em um sistema de potência, possibilitaram o melhor conhecimento de tais surtos, e do comportamento dos isolamentos submetidos a eles. Daí advieram progressos na técnica de construção de pára-raios. A exemplo dos que são usados no American Electric Power System - 735 KV. Tais pára-raios, por apresentarem um baixo nível de proteção ante surtos de manobra, proporcionaram ao sistema, níveis de isolamentos melhores coordenados.

Embora também os disjuntores e seccionadores de alta tensão sejam de considerável importância econômica na coordenação dos isolamentos, são os transformadores os equipamentos mais caros de uma subestação, e cuja redução do seu nível de isolamentos proporciona as maiores economias.

Tornou-se então importante, a coordenação na área dos surtos de manobra. Foi estabelecido que a tensão de

descarga do pára-raios ante surtos de manobra, deve ter uma margem abaixo da tensão de resistência ao surto de manobra, o qual é estimado em 83% do BIL do transformador.

Antigamente, não pôde ser feita uma coordenação racional de surtos de manobra, pois embora os engenheiros projetistas de pára-raios e isolamentos soubessem que o nível de faiscamentos dos pára-raios dependiam da forma da frente da onda antes do faiscamento e sua grandeza, tais dados não eram exatamente conhecidos. O teste então usado para determinar a capacidade do pára-raios de conduzir correntes devido a surtos de manobra, era o determinado pela asa, que consistia na aplicação de uma onda retangular de 150 A, de 2000 us de duração.

Este teste foi considerado inadequado para a finalidade a que se destinava, uma vez que a corrente de descarga através do pára-raios, devido a surto de manobra, depende de características do sistema, do pára-raios e também da amplitude do surto de manobra do momento de descarga.

Para atender a necessidade de maiores informações a respeito, estudos foram feitos em computadores analógicos, dando ênfase aos surtos aparecidos devido a interrupção de KVAS capacitivos ou correntes de carregamento da linha. Também foram utilizados sistemas miniaturizados, para se examinar surtos produzidos pela energização de uma linha terminada em um transformador.

Apesar disso, vários anos de operação do American Electric Power System demonstraram, que vários surtos de manobra que causaram faiscamento de pára-raios, não eram do tipo estudado por computador analógico, nem constavam da li

teratura técnica. Isto demonstrou que havia uma área de conhecimentos sobre pára-raios, que precisava ser melhor conhecida, para se poder lograr progressos posteriores na ordenação dos isolamentos.

Foram realizados no AEP, testes que consistiam na energização de linha terminada por um banco de transformadores protegido por pára-raios, como também, testes de operação de refechação ultra rápido de circuitos disjuntores, em linha de 345 KV, terminada por um conjunto de pára-raios.

Os resultados revelaram valores de tensão e corrente em pára-raios, devido a surtos de manobra. Comparados com os resultados obtidos em laboratório, concluiu-se que haviam diferenças entre eles, sendo os motivos prováveis-:

A - As variações nos gaps e projeto de construção, desde que foram usados nos testes pára-raios de diferentes fabricantes.

B - Enquanto em laboratórios se media o faiscamento de pára-raios com tensões a 60 CPS e surtos de rampa, que consistia na aplicação da onda retangular de 150 A com 2000 us de duração, os testes de campo apresentavam surtos aplicados ao pára-raios, que consistiam de um rápido crescimento de 10 us, seguido de um baixo crescimento para a crista, com a razão entre dois surtos dependendo da localização na fase.

C - O efeito na operação dos pára-raios, causado pela tensão de polaridade oposta, para quase todos os surtos de manobra.

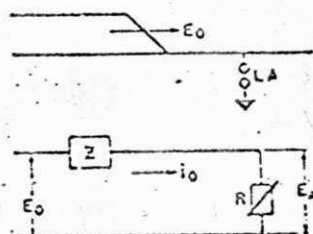
Também foi verificado, que a grande maioria dos faiscamentos devido a surtos de manobra, ocorriam de 60% a 75% do valor 1,9 p.u., de faiscamento a 60 CPS. Isto indica que os pára-raios estão proporcionando aos transformadores, uma excelente proteção contra surtos de manobra.

Para sistemas a partir de 420 KV, quando as sobretensões de manobra passam a ter grande importância, disjuntores construídos sob técnicas especiais servem para limitar a grandeza de tais surtos. No TVA'S - 500 KV, todos os disjuntores tem uma resistência pré-inserida à sua operação de fechamento, afim de limitar os surtos de manobra a um pico de 950 KV, com uma fonte de tensão de 525 KV [14]. O uso de resistores em circuitos disjuntores é de grande importância técnica, e também econômica, especialmente em sistemas EHV.

Outros métodos de se limitar as sobretensões que ocorrem no fechamento de disjuntores tem sido sugeridos para sistemas de tensão nominal de 765 KV, ou acima. São eles, os métodos do fechamento síncrono e da utilização de pára-raios. Os seus usos porém apresentam restrições. O fechamento síncrono é de aplicação prática discutível, principalmente no caso de linhas de transmissão equipadas com reatores shunt, sendo na opinião de alguns autores, um processo que não deve ser aplicado. O uso de pára-raios por sua vez, não é possível, nas aplicações em que fatores mais baixos que o mais baixo nível de proteção do

Para se substituir o teste de pára-raios que consista na aplicação da onda retangular de 150 ampères -2000 us, foram realizados estudos por um grupo de trabalho do NEMA, visando determinar um método mais eficaz de se conhecer o pára-raios quanto ao seu limite térmico 16 .

Tais estudos resultaram na determinação de um novo teste padrão, estabelecido pela asa, para aplicação em pára-raios estação e do tipo intermediário. O método consiste em submeter o pára-raios a uma fonte de energia equivalente a energia armazenada na linha de transmissão, resultante de surtos de manobra. É conhecido que o comportamento do pára-raios é determinado por condições do sistema, que são os parâmetros variáveis: máxima tensão de surto de manobra, impedância de surto da linha e comprimento da linha. Um circuito generalizado é mostrado abaixo.



Z - Impedância de surto da linha

R - Resistência não linear do pára-raios

$$E_0 = I_0 Z + E$$

Fig. 5.2 - Circuito equivalente da descarga de um pára-raios em uma linha de transmissão.

A corrente i_0 que flui durante a descarga, é uma função do surto de tensão de manobra e_0 , da impedância de

surto da linha Z, e da resistência não linear do pára-raios R' . A energia absorvida pelo pára-raios durante uma descarga, é proporcional a $i_0 e_0 t$.

Em um teste no qual as condições verdadeiras a que o pára-raios é para ser submetido devem ser representadas, é preciso que se conheça as condições do sistema, das quais dependem as variáveis i_0 , e_0 e t .

Sabe-se que a tensão de surto de manobra (e_0), pode variar de 1,0 a 3,0 vezes a crista da máxima tensão fase terra. A energia armazenada varia, com o quadrado desta tensão.

A impedância de surto da linha e a capacitância para a terra, variam dependendo da tensão do sistema e construção da linha. A impedância de surto, poderá ter valores entre 250 e 500 OHMS.

A resistência do pára-raios (R') não é linear e dependendo do projeto do pára-raios, poderá ser diferente. As correntes i_0 no pára-raios para a mesma tensão de surto e impedância de surto, pode ficar no intervalo de 150 a 1000 amperes.

A duração efetiva do surto é uma função do comprimento da linha, desde que a maior parte da energia armazenada é descarregada em um tempo igual a duas vezes o tempo de percurso da linha, ou seja, cerca de 10^{us} /mi de comprimento da linha.

Enfim, o teste proposto pela ASA consiste em submeter o pára-raios a um teste de laboratório, no qual se tem

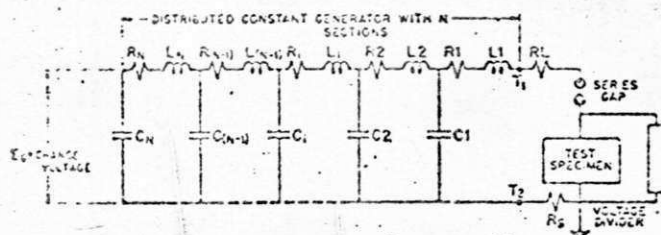
a representação de um pára-raios completo e secção interna proporcional de uma linha de transmissão carregada, descarregando sua energia armazenada através o pára-raios.

São considerados para a realização do teste: o comprimento da linha de transmissão, sua impedância de surto, e tensão de carga da linha de transmissão.

O produto LC da linha é mantido, e a corrente e tensão no pára-raios amostra usado no teste, são semelhantes àquelas que ocorreram no sistema representado.

A Figura 5.3, mostra o circuito do gerador usado nos testes cujas constantes distribuídas devem ser baseadas nas seguintes características da linha de transmissão:

- Comprimento da linha de transmissão (milhas)..... D_L
- Máxima tensão fase-fase do sistema KV, r_{ms} U_m
- Tensão de carga da linha de transmissão KV, DC E_L
- Impedância de surto da linha de transmissão, OHMS ... Z_L



- R_L - Resistência de saída da amostra do teste, entre T_1 e T_2
- R_S - Resistência shunt em OHMS
- R_i - Resistência de uma secção em OHMS
- C_i - Capacitância de uma secção em μF
- L_i - Indutância de uma secção em μH

Fig. 5.3 - Esquema do gerador de teste de descarga de uma linha de transmissão.

is que 0,5 por cento da energia armazenada pelo último.

Os testes consistem em 20 operações consecutivas, com um máximo intervalo de tempo de uma para outra, de um minuto. Oscilógrafos são usados no registro das tensões de descargas.

Depois de solucionado o problema da limitação térmica dos pára-raios a redução dos níveis de isolamento de equipamentos de uma subestação passou a depender da redução que se conseguisse na máxima tensão de descarga ante sobretensões de manobra, do pára-raios ou grupo de pára-raios que o protege. O exemplo seguinte mostra que isto é verdadeiro.

Consideremos um grupo trifásico de transformadores de tensão máxima de operação 420 KV, protegido por um grupo tripolar de pára-raios a 80% (tensão nominal $U_n = 336$ KV) que o protege eficazmente contra sobretensões de origem atmosférica e também a todo tipo de sobretensões de manobra.

. Admitamos que tais pára-raios tem a 10 KA uma tensão residual $U_r = 2,5 \times U_n = 840$ KV, e a máxima tensão de descarga ante sobretensão de manobra $U_{ma} = 2,4 \times U_n = 806$ KV, levando em consideração a exigência do isolamento do transformador ante sobretensão de manobra, a qual requer uma margem de segurança de 1,15 com relação ao valor de U_{ma} e uma razão de 0,83 com relação a resistência do isolamento a ondas de impulso de $1 \frac{1}{2} \times 40$ microssegundos, o nível básico de isolamento que obteríamos para o transformador, seria :

$$(BIL) = \frac{1,15 U_{ma}}{0,83} = 1.117 \text{ KV} \quad (5.3)$$

Adotando o nível normalizado imediatamente superior, obtemos:

$$(BIL) = 1.175 \text{ KV} \quad (5.4)$$

Verificamos que existe uma margem de segurança -
(M_{BIL})

$$M_{BIL} = \frac{(BIL)}{U_r} = 1,33 \text{ ou } 1,40 \quad (5.5)$$

Entretanto, admite-se que a margem 1,20 já seja satisfatória. Se invertermos os cálculos, obtemos:

$$(BIL) = 1,20 U_r = 1 050 \text{ KV} \quad (5.6)$$

Valor que coincide com o normalizado. A sobretenção de manobra máxima admissível seria:

$$U_{ma} = \frac{0,83 (BIL)}{1,15} = \frac{0,83 \times 1 050}{1,15} = 758 \text{ KV} = 2,26 U_n \quad (5.7)$$

Em grande parte dos pára-raios modernos existentes pode ser exigido que $U_{ma} = 2,31 U_n$ de acôrdo com resultados obtidos em numerosos ensaios feitos. A obtenção desta margem depende do rigor com que se encare a norma pela qual a mínima tensão de descarga à frequência de operação deve ser 1,5 vezes a sua tensão nominal. Esta norma tem merecido restrições, pelo fato de ser isenta de qualquer argumento técnico que justifique o seu emprêgo. Pode ser observado em certos sistemas, que a relação entre U_{ma} e U_n é tomada como 1,28 ou 1,33 como em um sistema canadense de 735 KV [17]. São porém as mínimas exigências de

tensão de ensaio em transformadores, que não dê lugar a efeitos nocivos de ionização, que se constituem na real limitação à redução do valor U_{ma} com relação a tensão nominal do pára-raios.

5.2 -- Determinação dos níveis de isolamentos de transformadores

Com base nas considerações até aqui feitas, vejamos então como se determina os níveis de isolamentos de transformadores.

Consideremos que haja um conjunto tripolar de pára-raios protegendo cada transformador contra sobretensões de origem atmosférica, e também contra sobretensões de manobra.

Admitamos que os pára-raios construídos sob a avançada técnica atual, tem as seguintes características:

$$U_{ma} = 2,31 U_n \quad \text{ou} \quad U_{ma} = 2,31 c_s U \quad (5.8)$$

Supõe-se conhecido o coeficiente de serviço c_s , de estudos feitos quanto as sobretensões à frequência de serviço. Por outro lado, o valor da tensão residual ante 10 KA ($10 \times 20 u_s$) é:

$$U_r = 2,5 U_n \quad (5.9)$$

É considerado que o nível de isolamento do transformador a sobretensão de manobra tem uma margem de segurança não inferior a 1,15 com relação ao valor de U_{ma}

$$N_{ma} = 1,15 U_{ma} \quad (5.10)$$

Como sabemos o valor final de U_{ma} resulta de:

$$U_{ma} = 0,83 \text{ (BIL)} \quad (5.11)$$

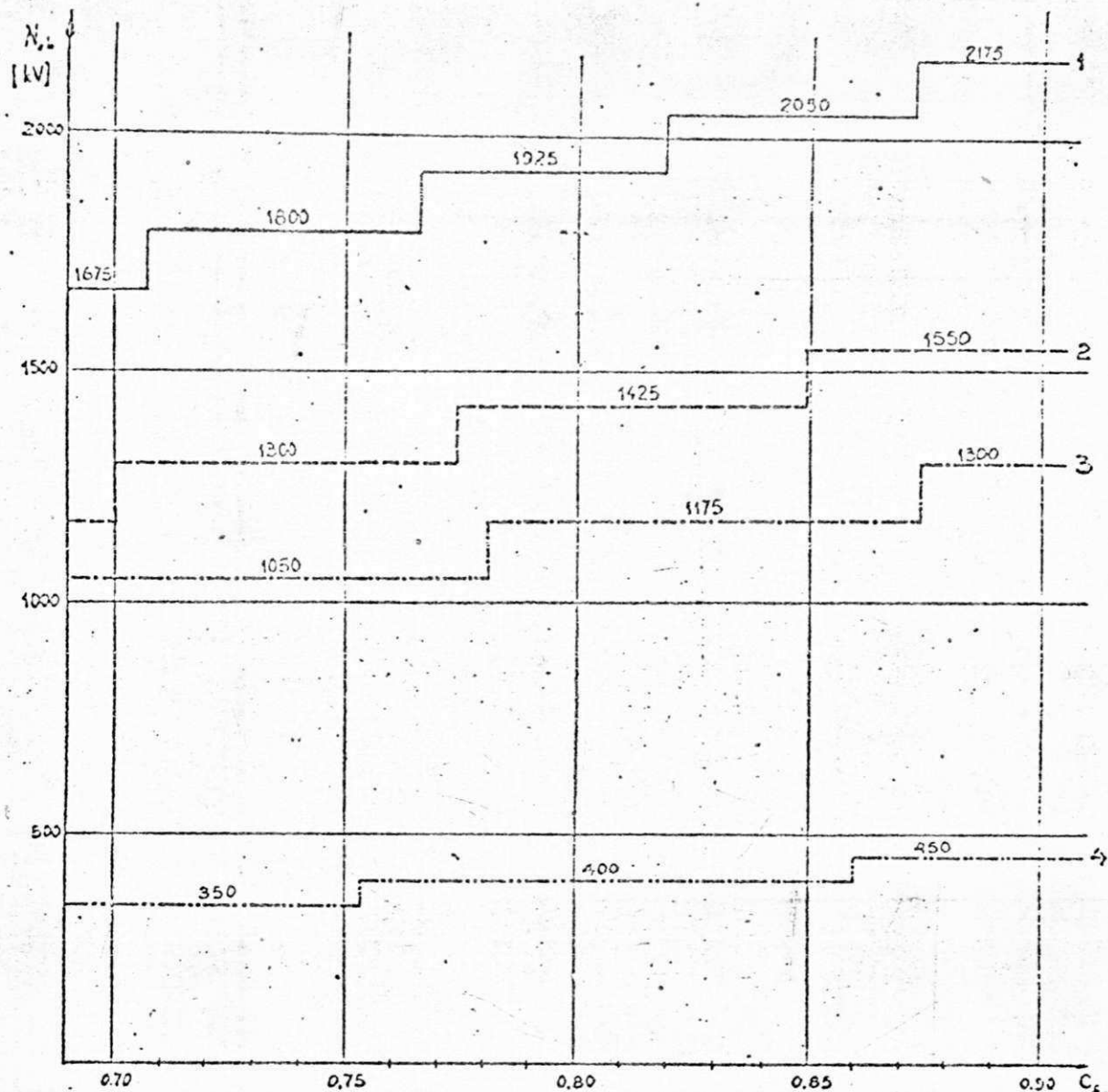
Das expressões acima obtemos:

$$\text{(BIL)} = \frac{1,15 U_{ma}}{0,83} = \frac{1,15 \times 2,31 C_{sU}}{0,83} \quad (5.12)$$

$$C_s = 0,312 \frac{\text{(BIL)}}{u} \quad (5.13)$$

Da expressão (5.13) para uma determinada tensão máxima U dada, tomando-se valores normalizados para (BIL), podemos encontrar os valores limites de C_s , para os quais os transformadores tem os seus valores de (BIL) fixados, de maneira a ter uma margem de segurança ante sobretensão de manobra, não inferior a 1,15.

Assim, se obtém a Figura 5.4 no qual estão consideradas as máximas tensões de serviço de 145, 420, 525 e 735 KV, para variações do coeficiente de serviço entre 0,70 e 0,90.



1) $U = 735$ KV 2) $U = 525$ KV 3) $U = 420$ KV 4) 145 KV

Fig. 5.4 - Valores limites de C_s para os quais os transformadores tem seus níveis básicos de isolamento fixados, de maneira a ter uma margem de segurança' ante sobretensão de manobra, não inferior a 1,15

$$\left(\frac{U_{ma}}{U_n} = 2,31\right)$$

Da Figura acima determinamos o nível de isolamento aos surtos de tensão associados a descargas atmosféricas - (BIL), desde que conheçamos a tensão de operação do sistema, e o coeficiente de serviço C_s no ponto de aplicação de um conjunto de pára-raios.

Conhecido o valor do BIL, ficam determinadas as margens de segurança ante sobretensão de manobra e ante surtos ocasionados por descargas atmosféricas, obtidas das expressões abaixo:

$$M_{ma} = \frac{0,83 (BIL)}{U_{ma}} \quad \text{e} \quad M_{BIL} = \frac{(BIL)}{U_r} \quad (5.14)$$

Suponhamos que queremos determinar o nível básico de isolamento de um transformador usado em uma subestação de 420 KV. O coeficiente de serviço C_s , no ponto de aplicação do conjunto de pára-raios, foi determinado como sendo 0,77.

Podemos usar a Figura 5.5, se os pára-raios tem tensão nominal $U_m = 342$ KV, tensão máxima de descarga $U_{ma} = 2,31 \times U_m = 748$ KV e tensão residual $U_r = 2,5 \times U_m = 810$ KV, obtendo assim, $(BIL) = 1\ 050$ KV.

Das expressões (5.14) encontramos que as margens de segurança ante sobretensões de manobra e a surtos devido a descargas atmosféricas, são respectivamente:

$$M_{ma} = \frac{0,83 \times 1050}{748} = 1,16 \quad \text{e} \quad M_{BIL} = \frac{1050}{810} = 1,30 \quad (5.15)$$

De acôrdo com o que foi mencionado anteriormente, as margens de segurança obtidas são aceitáveis, desde que 1,15 é um valor considerado prudente para M_{ma} enquanto 1,20 é um valor já recomendado e por demais aprovado para M_{BIL} , de experiências práticas em muitos sistemas.

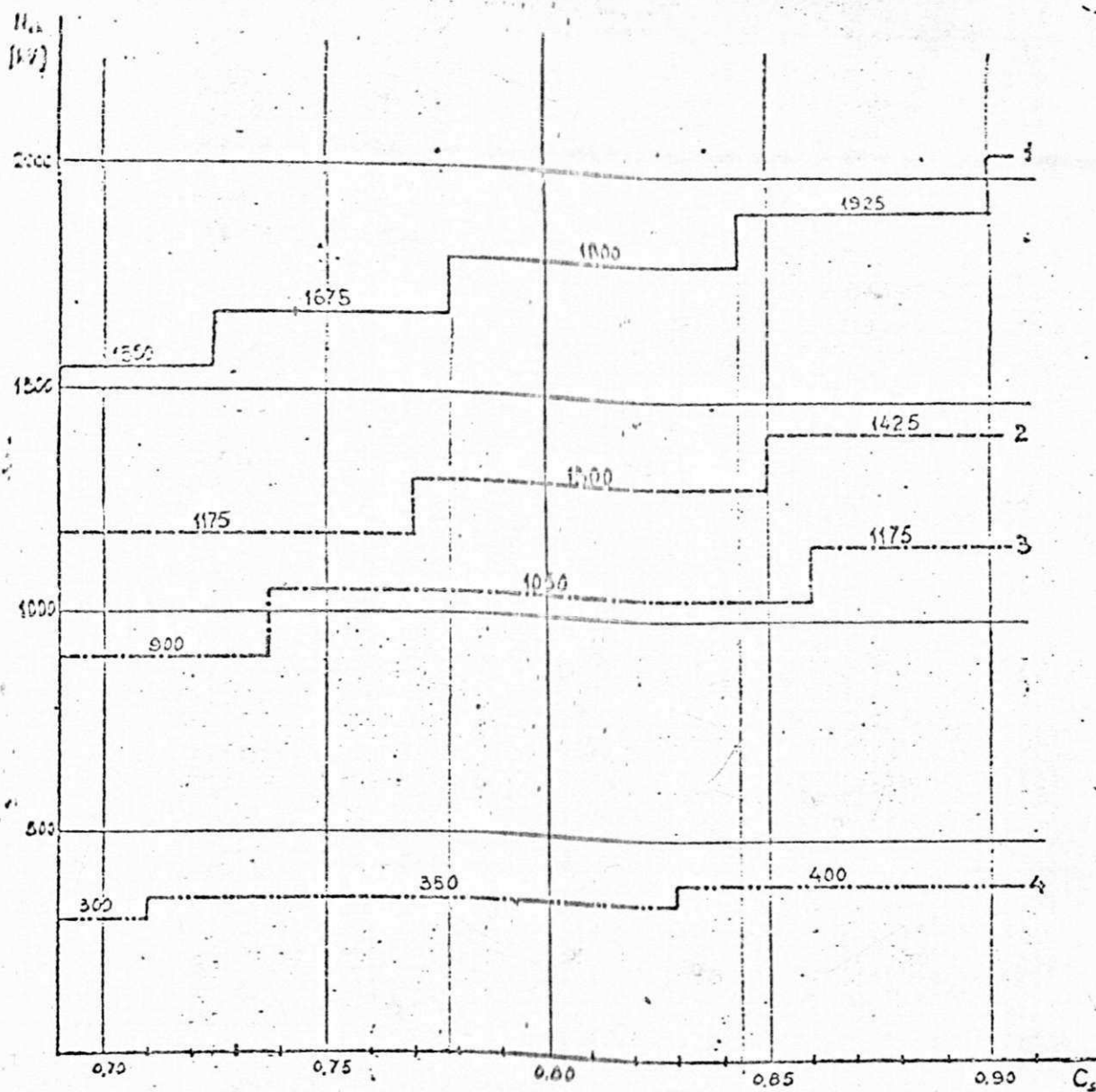
Considerando o fato de que existem sistemas de 420 KV em vários países europeus que tem nível de isolamento /

1425 KV, observamos que as características avançadas dos pára-raios possibilitariam uma redução de aproximadamente 26% no seu nível de isolamento.

São conhecidos sistemas de energia nos EEUU e Canadá, que se constituem em exemplos de redução em níveis de isolamentos.

Ambos os sistemas usam pára-raios a sôpro magnético para limitação das sobretensões de manobra e também devido a descargas atmosféricas. Eles tem um valor de tensão residual reduzido, tem uma boa capacidade de térmica e apresentam a avançada característica de possuir uma reduzida relação $\frac{U_{ma}}{U_n}$.

Para casos em que se apresentem reduções da relação $\frac{U_{ma}}{U_n}$ temos de recorrer a novo gráfico no qual se considere o seu novo valor. Para $\frac{U_{ma}}{U_n}$ igual a 2,1 obteríamos a Figura 5.5, da mesma forma que a anterior.



1) $U = 735 \text{ KV}$ 2) $U = 525 \text{ KV}$ 3) $U = 420 \text{ KV}$ 4) $U = 145 \text{ KV}$

Fig. 5.5 - Valores limites de C_s para os quais os transformadores tem seus níveis básicos de isolamentos fixados, de maneira a ter uma margem de segurança ante sobretensão de manobra, não inferior a 1,15 ($\frac{U_{na}}{U_n} = 2,1$)

Como podemos verificar, para termos $M_{na} = 1,15$, é necessário reduzirmos a tensão residual a $U_r \leq 2,42$ a fim de trabalhar com uma margem de segurança $M_{Bil} \geq 1,20$.

transformadores em uma subestação, verificar que para reduzir nos o nível de isolamento de 1050 KV para 900 KV, é necessário se reduzir as características de ensaio do pára-raios a:

$$U_{ma} \leq 2,0 U_n \quad \text{e} \quad U_r \leq 2,32 U_n \quad (5.16)$$

Para se ter margens de segurança

$$M_{ma} \geq 1,15 \quad \text{e} \quad M_{BIL} \geq 1,20 \quad (5.17)$$

Se considerarmos neste exemplo um coeficiente de serviço $C_s = 0,77$, e representando o nível de isolamento (BIL) em função da relação $\frac{U_{ma}}{U_n}$, obtemos a Figura 5.6

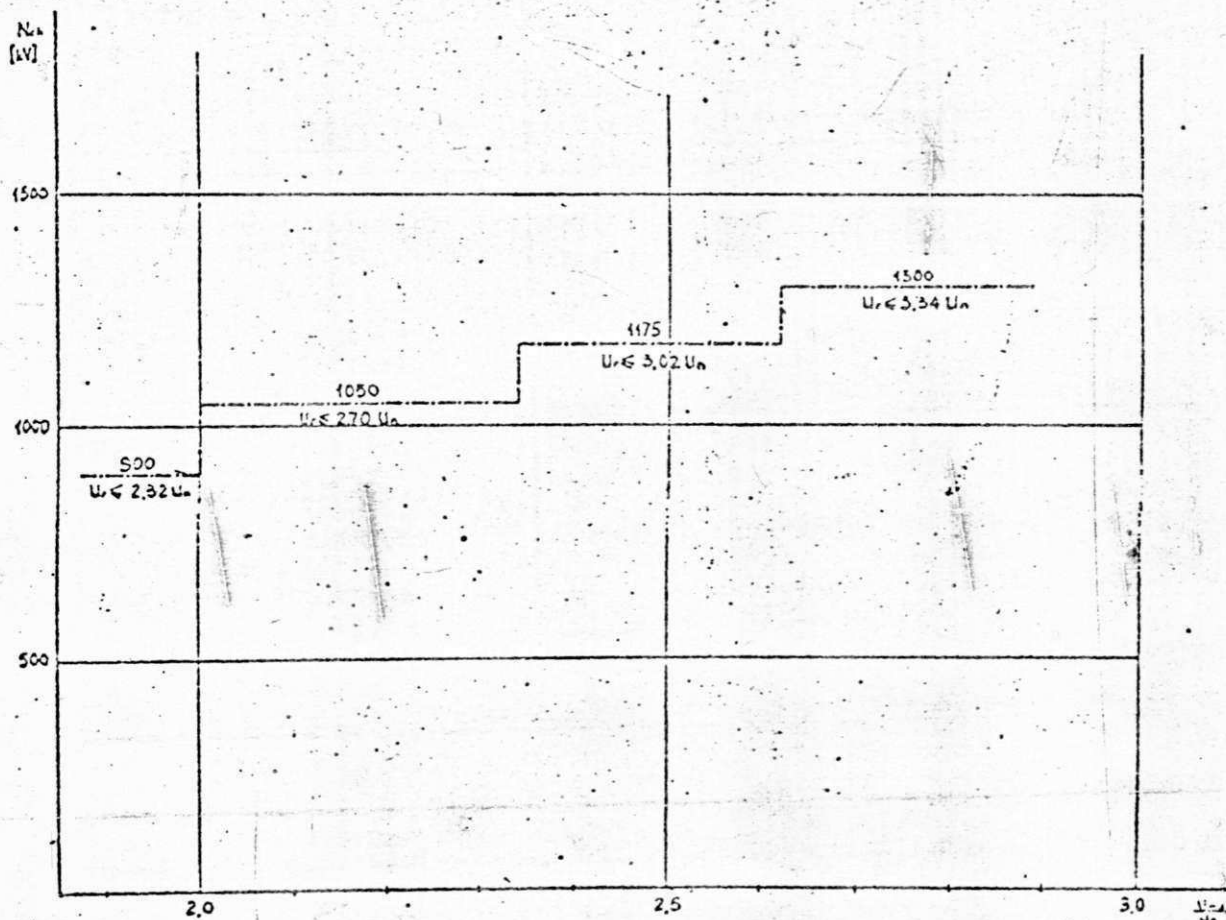


Fig. 5.6 - Nível de isolamento em função da relação $\frac{U_{ma}}{U_n}$, com $C_s = 0,77$.

Para ilustrar a respeito das economias que representam a redução do nível básico de isolamentos, estão abaixo citados alguns dados referentes a transformadores, disjuntores e seccionadores.

EQUIPAMENTO	REDUÇÃO DO NÍVEL DE ISOL.	REDUÇÃO DO CUSTO
Grupo de três transformadores 3 x 345KV - 225 MVA	De 1550 P/1200 KV	30 %
Grupo transformador 3 x 138 KV - 50 MVA	De 650 P/450 KV	25 %
Disjuntor	De 1800 P/ 1675	6 %
	De 1800 P/ 1550	11 %
	De 1800 P/ 1425	14 %
	De 1800 P/ 1300	17 %
Seccionador (500 KV-3x2000 A)	De 1800 P/ 1675	7 %
	De 1800 P/ 1550	14 %
	De 1800 P/ 1425	20 %
	De 1800 P/ 1300	27 %

TABELA 5.1 - Dados referentes a diminuição no custo de transformadores, disjuntores e seccionadores, pela redução do nível básico de isolamento.

6. O MÉTODO ESTATÍSTICO

6.1 Introdução

Além do método convencional de coordenação dos isolamentos, existe modernamente um método denominado estatístico, no qual a determinação das sobretensões e resistência dos isolamentos é feita a partir da consideração de quantidades aleatórias.

A utilização do método convencional ao se trabalhar com sistemas de tensão muito elevadas, tem sido considerada pouco admissível devido certas arbitrariedades não aceitáveis, quando os isolamentos são muito caros.

Quando ocorre um surto de manobra em um sistema, por exemplo, o comportamento dos isolamentos aéreos é mais incerto que ante uma sobretensão de origem atmosférica. Podemos sentir que dificuldades existem com a definição de resistência à tensão, e os critérios tradicionais baseados neste conceito.

No método convencional é determinada uma sobretensão considerada máxima, e então é obtido o nível de tensão que o isolamento deve suportar, acrescentando-se uma margem considerada aceitável. Ocorre porém, que sendo a sobretensão e o poder de isolamento quantidades aleatórias, não há certeza de que o valor de sobretensão escolhido será máximo.

Também não há como se assegurar, que o isolamento suportará esta sobretensão. É exatamente por não se estar seguro de qual é a máxima sobretensão, que existe uma margem

de segurança determinada de modo totalmente arbitrário.

O método estatístico elimina qualquer decisão arbitrária. Ele é baseado no conhecimento da função probabilidade definindo características aleatórias de sobretensões e de resistência de isolamentos [4].

Embora não sendo possível se determinar com certeza um valor para a amplitude de uma determinada sobretensão em condições características bem definidas, é possível se determinar a probabilidade dela está contida em um intervalo ΔU . Em outras palavras, é possível desenhar-se um gráfico de densidade de probabilidade de valores de pico de sobretensões.

A resistência dos isolamentos, também é considerada aleatória, pois ao aplicarmos a êle uma sobretensão, não estaremos certos de se êle descarregará ou não. Podemos entretanto determinar a probabilidade de uma descarga, definindo-a como o resultado de um teste extendido ao infinito. São tomados N isoladores aos quais se aplica uma sobretensão, a qual consegue provocar descarga através de n isoladores. A probabilidade de uma descarga P , é dada por

$$P = L_{IM} \frac{n}{N} \quad N \rightarrow \infty$$

Seria bastante anti-econômico o emprêgo dêste método a isolamentos que não se auto-restauram. Por isto, somente aos que se auto-restauram êle é aplicado, podendo serem extendidos à aqueles os resultados obtidos.

A função probabilidade de descarga com que se define o poder de isolamento ao esforço de uma tensão de determinada forma de onda para diferentes valores de pico U , pode ser determinada a partir da sua probabilidade de descarga para cada um dos seus valores de pico. Esta curva descreve plenamente o isolamento.

Conhecidas a função densidade de probabilidade da sobretensão e função probabilidade de descarga, o produto das ordenadas das duas curvas dá a densidade de probabilidade de falha. O risco de falha é então determinado pela integração desta função.

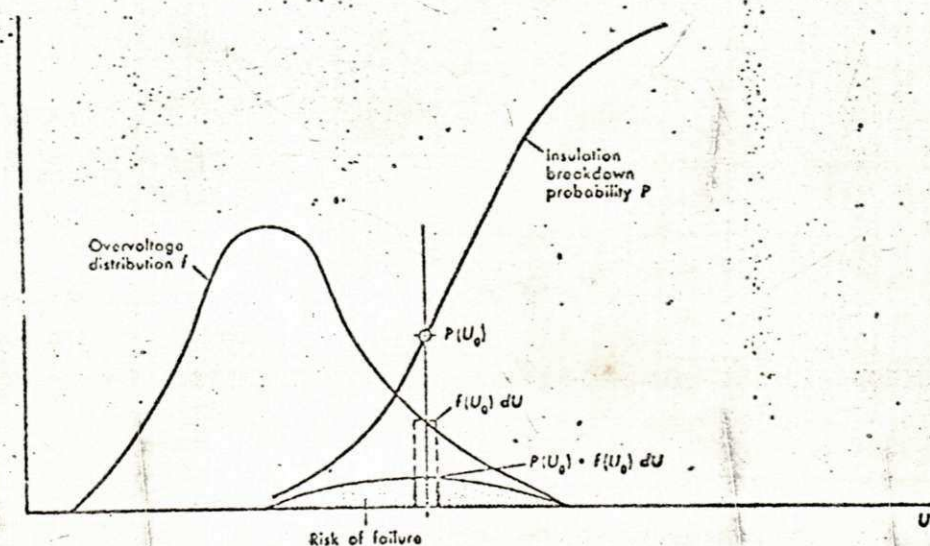


Fig. 6.1 - Cálculo do risco de falha.

O isolamento mais apropriado é escolhido, como um compromisso entre os custos do isolamento e o risco de falha, pois que aumentando a resistência do isolamento, reduzirá

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
 Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
 Coordenação Setorial de Pós-Graduação
 Rua Aprígio Veloso, 882 - Tel. (083) 321-7222-R 355
 58.100 - Campina Grande - Paraíba

remos o risco de falha, porém aumentamos os custos. É requ_{er}ida então uma redução do risco de falha, para um valor razoável.

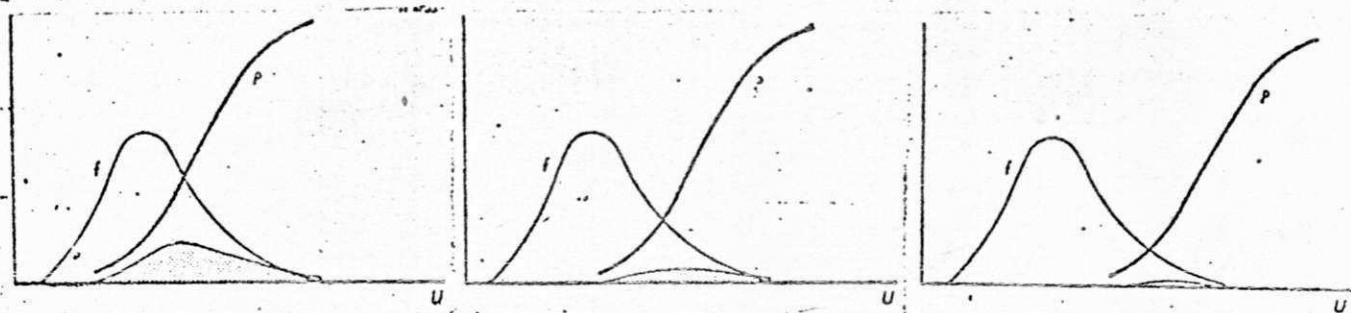


Fig. 6.2 - Efeito do aumento da resist_ência do isolamento, no risco de falha.

O método de coordenação estatístico simplificado, adaptado a prática da engenharia, ao invés de usar funções probabilidade, define sobretensões e resist_ência de isolamento, em t_{er}mos de valores simples.

A sobretensão máxima da coordenação convencional ca de lugar a sobretensão estatística, e a resist_ência à tensão do isolamento é substituída pela resist_ência a tensão estatística.

A sobretensão estatística, é a sobretensão com somente 2% de probabilidade de ser excedida, e a resist_ência à tensão estatística é a tensão para qual o isolamento tem 90% de probabilidade de suportar.

Na prática as formas das funções probabilidade não devem ser muito diferentes, porém se o são é necessário pa

ra se poder estabelecer relações entre a margem de segurança estatística e o risco de falhas, tratar separadamente as diferentes categorias de sobretensões e isolamentos.

A Figura 6.3 mostra uma conhecida relação entre o risco de falha e a margem de segurança estatística, a qual é de grande utilidade em projeto de isolamentos para sistemas UHV. Embora o fato de conhecer-se esta relação não signifique a não utilização posterior do método das probabilidades, ela é bastante útil para um primeiro tratamento do projeto.

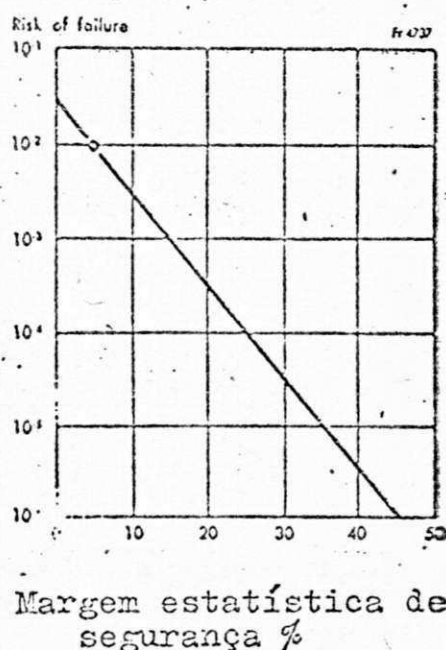


Fig. 6.3 - Relação entre o risco de falha e a margem de segurança estatística para isolamentos aéreos ($\alpha = 3\%$) sujeitos a surtos de manobra.

O método das probabilidades simplificado, pode permitir definir a resistência estatística, ao invés da função probabilidade de quebra. O IEC estabeleceu que os isoladores auto-restauradores são para serem definidos pelo valor de resistência estatística, enquanto o não restaurador é definido pelo valor da resistência convencional.

O nível de isolamento passa a ser definido pelo IEC, como sendo dado por dois valores: tensão nominal de resistência do impulso de manobra e tensão nominal de resistência ao impulso devido a descargas atmosféricas.

Para os isolamentos que não se auto-restauram a tensão de resistência a impulso nominal é obtido da tensão de resistência a impulso convencional, e para isolamentos que se auto-restauram, da tensão de resistência a impulso estatístico.

Os dois valores nominais de impulso acima mais a máxima tensão do sistema, definem o isolamento normal.

É dispensável o teste à frequência do sistema para testar a capacidade de resistência a sobretensões temporárias, desde que é considerado que para sistemas normais, isolamentos que passam nos testes à tensão máxima do sistema, e nos testes que chegam. O poder de resistência a sobretensões transitórias, são também capazes de suportar sobretensões temporárias.

6.2 - Procedimento para a coordenação de isolamentos em sistemas EHV e UHV

Na coordenação dos isolamentos em sistemas EHV ou UHV, a tensão de operação do sistema é considerada como seu ponto de partida. Conhecidas a tensão de operação e as características do sistema, se determina as sobretensões temporárias e de manobra.

Como todos os isolamentos tem que suportar a tensão de operação e as sobretensões temporárias, um primei-

ro dimensionamento dos isolamentos é feito, sem se considerar que os equipamentos sejam ou não, protegidos por pára-raios.

Em sistemas modernos, as sobretensões temporárias são limitadas, de maneira que a tensão de operação predomina sobre o dimensionamento da sobretensão temporária. Os pára-raios são usados, com base nestas sobretensões temporárias.

Assim que os pára-raios são escolhidos, ficam determinados os níveis de proteção de impulso devido a manobra e a descargas atmosféricas. Pode então ser deduzido, qual o nível de isolamento que deve ser selecionado para o isolamento protegido pelo pára-raios

As sobretensões temporárias porém, são como visto anteriormente, fatores determinantes do nível de isolamento em equipamentos protegidos por pára-raios. Se nesta etapa do projeto fôr verificado ser muito caro, o isolamento acima de terminado, podemos tentar diminuir o seu preço, pela redução da sobretensão temporária no sistema.

Enquanto isto, os isolamentos que não estão protegidos por pára-raios, devem ser dimensionados do conhecimento das sobretensões de manobra, e devido a descargas atmosféricas. Por tratar-se de sistemas EHV e UHV, onde as sobretensões de manobra são mais importantes que as devido a descargas atmosféricas os isolamentos são primeiramente dimensionados, com base naquelas. Além disso, o dimensionamento do isolamento para sobretensões devido a descargas atmosféricas

ricas é dependente do dimensionamento do próprio isolamento da linha, o qual por sua vez, se relaciona estreitamente com as sobretensões de manobra.

Se ainda forem encontrados dimensionamentos excessivos, as características do sistema podem ser reconsideradas. Isto é, principalmente o tipo de circuito disjuntor e o controle de sobretensões de manobra.

Finalmente, são consideradas as sobretensões devido a descargas atmosféricas e é feita uma comprovação da capacidade do isolamento suportar essas sobretensões. Tais sobretensões devido as descargas atmosféricas podem ser determinadas quando as características de descarga de raios são conhecidas e as características de proteção e aterramento, como também a dimensão das torres, tem sido determinadas. Em geral, as sobretensões devido a descargas atmosféricas nunca determinam as dimensões dos isolamentos, em sistemas EHV e UHV.

Caso seja verificado que o isolamento não é capaz de suportar as descargas atmosféricas, as características de aterramento e dispositivos de proteção podem ser reconsiderados de maneira a reduzir as sobretensões.

O nível de isolamento de isolamentos protegidos é relacionado às sobretensões temporárias e características do pára-raios, enquanto o nível de isolamentos não protegidos é relacionado as sobretensões de manobra e as características dos dispositivos controladores de tais sobretensões na sua origem. É então possível, principalmente em

sistemas UHV os isolamentos protegidos requererem um mais alto nível de resistência aos surtos de manobra, que os não protegidos. Encontramos a explicação disto, no fato de que a proteção de isolamentos tais como os isolamentos internos de transformadores é feita, prevendo-se o caso de uma sobretenção excessiva, que ocasionalmente viesse a ocorrer devido a uma possível falha de um dispositivo controlador de sobre-tensões. Para isolamentos aéreos isto não é necessário.

6.3 - Fundamentos para determinação da tensão crítica de faiscamento e tensão de resistência dos isolamentos com base no método estatístico

Além do procedimento geral da coordenação dos isolamentos com base no método estatístico, é importante se conhecer, os procedimentos determinados pelo método originalmente criado, para o estabelecimento da tensão crítica de faiscamento e tensão de resistência de isolamentos externos, em sistemas EHV. Ele foi de grande importância na unificação de programas de testes, técnicas de laboratório etc., proporcionando maior consistência ao estabelecimento das características de tais isolamentos, por parte das indústrias.

Essencialmente, tudo que é proposto por esse processo, está contido nos seguintes princípios matemáticos:

A - Para cada tensão (V), determina-se tão precisamente quanto possível a probabilidade de faiscamento correspondente (p). Isto é, é desejável ser capaz de se determinar uma alta probabilidade ($P_y\%$) de que p pertença a algum curto domínio ($a-b\%$) para cada V .

B - Quando os domínios de p tem sido encontrados para cada tensão selecionada, êles devem ser traçados ver-
sus V , e os valores característicos podem ser determina-
dos. O valor prático dêsses processos dependem do nível de
confiança ($P_y\%$) que o domínio a-b% contém p , a verdadeira
probabilidade de faiscamento para cada tensão testada e
sob a condição de que V tenha sido razoavelmente selecio-
nado.

São feitas considerações pelas quais, qualquer
isolador submetido a condições particulares e com uma ten-
são específica aplicada, tem uma probabilidade fundamen-
tal de faiscamento correspondente, independente do número
de vêzes que a tensão é re-aplicada. A probabilidade de
faiscamento depende sòmente da tensão.

Por outro lado, supondo-se que a probabilidade de
faiscamento de um isolamento está compreendida entre 0 e
100, o resultado é qualquer aplicação de tensão particu-
lar é aleatório; ou seja, para cada aplicação, não se sa-
be se ocorrerá um faiscamento, ou se o isolamento resisti-
rá a tensão.

Se em N ensaios são obtidos K faiscamentos, para
uma probabilidade de faiscamento p a uma tensão V , a rela-
ção abaixo expressa a probabilidade dêste acontecimento.

$$P_{NK} = \frac{N!}{K! (N - K)!} p^K (1 - p)^{N-K} \quad (6.1)$$

Curvas podem ser traçadas, de P_{NK} versus p , para
diferentes valores de K , ($k=1, 2, 3, \dots$) para um valor deter

minado de N (N=10, nas curvas abaixo). Verificamos ser inadequado se adotar uma probabilidade de faiscamento de 80% para quando em 10 ensaios ocorrem 8 faiscamentos. Da relação 6.1 encontramos, como indicado na Figura 6.4, que $p=7$, ou 86%.

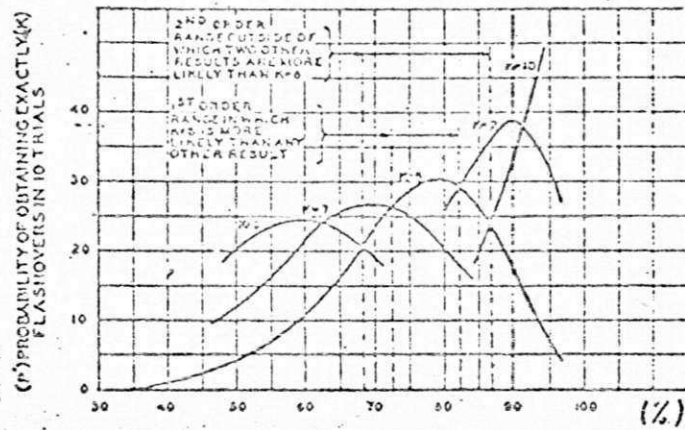
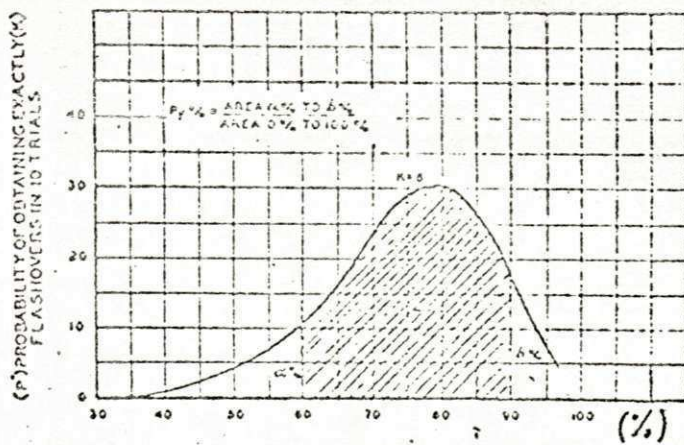


Fig. 6.4 - Probabilidade de resultados de testes versus a probabilidade de faiscamento.

A definição da probabilidade $P_y\%$ de p pertencer ao intervalo $a\%-b\%$, é ilustrada pela Figura 6.5, e é dada pela fórmula:

$$P_y\% = \frac{\int_{a\%}^{b\%} \frac{N!}{K! (N-K)!} p^k (1-p)^{N-K} dp}{\int_{0\%}^{100\%} \frac{N!}{K! (N-K)!} p^k (1-p)^{N-K} dp} \quad (6.2)$$

O numerador é a área sob a curva, entre $a\%$ e $b\%$. O denominador, é o somatório das probabilidades de obtenção de exatamente K faiscamentos em N ensaios, ao longo de todo o domínio de probabilidades de 0 a 100%.



Universidade Federal do Rio Grande - FURG
 Rua Itália, 882 - Tel. (51) 321-7222 - R. 355
 Caixa Postal 96201-900 - Rio Grande - RS

Fig. 6.5 - Determinação da probabilidade ($P_y\%$).

O desenvolvimento deste método estatístico e de probabilidade matemática, é feito em etapas, que consiste inicialmente na determinação do número de ensaios N , para cada tensão de teste. Em seguida devem ser selecionadas as tensões e domínios de tensões, para cada série de testes. Os dados dos testes são então conduzidos a pertencerem a domínios de probabilidade nos quais p é mais provável pertencer, e são traçados os domínios de probabilidade p , versus a tensão correspondente, seguido da determinação do erro relativo da sequência de testes.

Por fim, a tensão de faiscamento crítica ou tensão de 100% de faiscamento bem como a tensão de resistência, são determinados. Esta etapa final, é obtida da Figura 6.6, construída em papel probabilidade, a qual mostra a probabilidade de faiscamento p , versus as tensões de teste correspondentes.

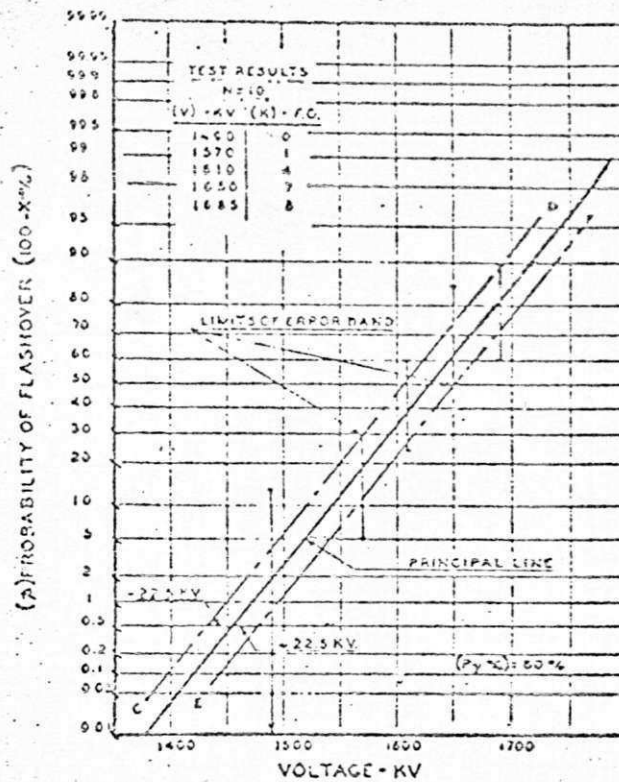


Fig. 6.6 - Determinação dos limites da margem de erro.

Foram traçados os domínios de probabilidade para cada tensão de teste, e uma reta ou linha principal, através destes domínios. Também foram traçados os limites da margem de erro, tendo sido para tal, considerado $(P_y\%) = 80\%$.

A Figura 6.7, é uma repetição da Figura 6.6, porém nela estão indicadas as características obtidas, bem como valores numéricos definidos. Assim, a tensão crítica de faiscamento é a tensão para qual a ordenada 50% intercepta a linha principal, e é no caso 1628 KV.

A dispersão σ , é a diferença entre a tensão de 50 de faiscamento, e a tensão na qual a ordenada de 16% intercepta a linha principal.

A tensão de resistência é definida como sendo V_{50}^{g} , onde g pode ser 1, 2, 3... ou qualquer inteiro mais uma fração de 1. Na Figura 6.7 está indicada a tensão de resistência para $g = 2$, a qual vale 1496 KV.

O erro na determinação das tensões de resistência e tensão crítica de faiscamento é determinado, lendo-se os incrementos de tensão da linha principal, às extremidades das linhas da margem de erro, em ambas as direções, mais e menos.

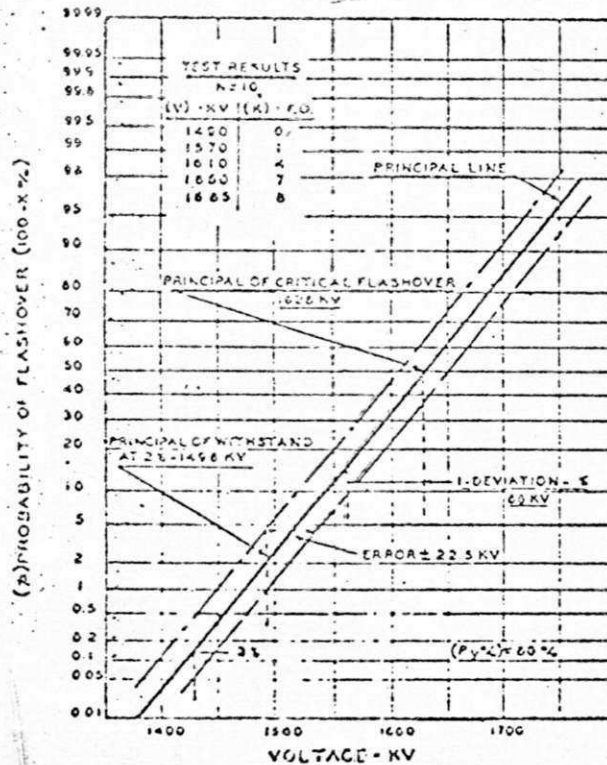


Fig. 6.7 - Determinação de características pelo método teórico.

A aplicação prática deste método, requer uma adaptação necessária para se evitar procedimentos penosamente trabalhosos, devido ao grande número de detalhes existentes em algumas etapas.

frequentemente, ocorre termos domínios de p tão pequenos, que não pode ser traçada através deles a linha principal; ou serem eles tão grandes que os erros correspondentes a este caso se tornam demasiados. Em qualquer dos casos, um novo valor de $P_y\%$ deve ser estimado, e novos domínios $a-b\%$ calculados. Os novos domínios devem ser traçados e novos resultados obtidos, o que é extremamente trabalhoso de ser feito, especialmente se considerarmos o caso de grandes e contínuos programas de teste.

O método mais prático obtido, consiste das mesmas etapas e definições, que o método do qual foi originado. A terceira etapa, já apresenta modificações, quando os domínios $a-b\%$ são considerados mais relativos, que absolutos.

A Figura 6.8, mostra que um domínio de p é $72,8\% - 81,9\%$, no qual $K = 8$ em $N = 10$. É o resultado mais provável. Desenhando-se curvas para todos os K , pode-se determinar domínios de p , sendo os de primeira ordem facilmente encontrados, pois de $K = 0$ a $K = N$, eles se movem em etapas de $\frac{1}{N} + 1 \times 100\%$.

Quando a linha principal não pode ser traçada através dos domínios de 1^a ordem, os de 2^a ordem são então tentados. Os domínios de 2^a ordem, 3^a ordem, 4^a ordem etc, são determinados pelas expressões abaixo, onde r é a ordem do domínio.

$$\frac{N!}{N-(K-r)! (K-r)!} p^{(k-r)} (1-p)^{N-(k-r)} = \frac{N!}{(N-K)! K!} p^k (1-p)^{N-K} \quad (6.3)$$

Limite superior:

$$\frac{N!}{(K)! (N-K)!} p^k (1-p)^{N-K} = \frac{N!}{N-(k+r)! (K+r)!} p^{(k+r)} (1-p)^{N-(k+r)} \quad (6.4)$$

Existem tabelas contendo os domínios para o número de ensaios adotado. As etapas seguintes tem desenvolvimento semelhante ao do caso teórico.

Como indicado na Figura 6.8, a linha principal traçada através domínios de 1ª ordem têm erro zero, através dos de 2ª ordem têm erro 19 KV.

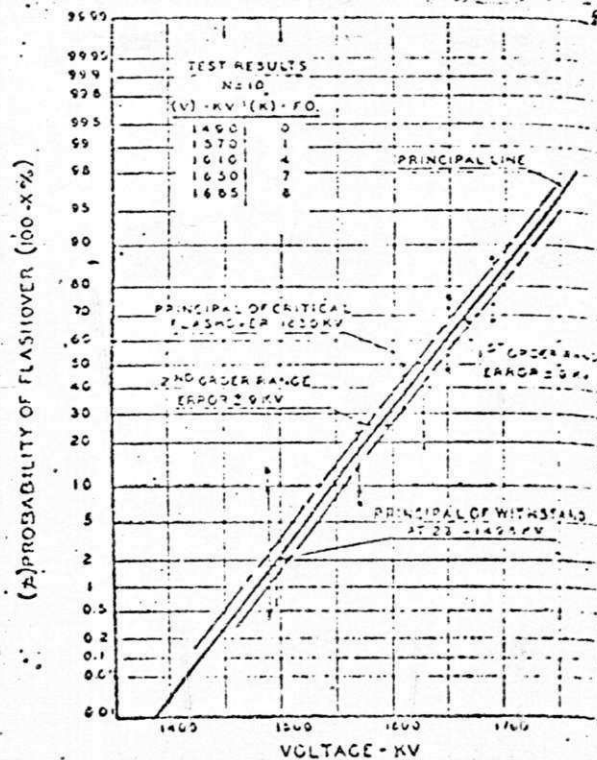


Fig. 6.8 - Determinação de características pelo método prático.

A utilização desta adaptação prática, permite que programas de teste sejam analisados mais rapidamente e eficientemente. Tem sido comprovado, que a correlação entre o processo por demais trabalhoso e a técnica simplificada, é excelente.

7. C O N C L U S A O

Na coordenação dos isolamentos de um sistema, o objetivo final desejado é a obtenção de máximos benefícios econômicos, a partir de níveis de isolamento mínimos.

Quanto mais elevada a tensão do sistema, mais importante é a sua coordenação. Nos sistemas EHV e UHV, as sobretensões devido a manobras são predominantes. Em tais sistemas, os isolamentos por serem muito caros tornam desejável a eliminação de qualquer processo de decisão arbitrária, na escolha dos mesmos.

O método estatístico oferece esta vantagem, além de contribuir para a padronização na fabricação de isolamentos. Ele proporciona condições bastante desejáveis em relação ao método convencional, e é hoje largamente usado, especialmente em sistemas EHV e UHV.

B I B L I O G R A F I A

- (1) - ASPECTOS MODERNOS NA APLICAÇÃO DE PÁRA-RAIOS
A. E. Barros
(Secção de Engenharia Aplicada - General Electric S.A.)
- (2) - TRAVELING WAVES ON TRANSMISSION SYSTEMS
L. V. Bewley
- (3) - TRANSIENTS IN POWER SYSTEMS
Harold A. Peterson
- (4) - TENNESSEE VALLEY AUTHORITY'S 500 - KV SYSTEM TRANSMISSION LINE DESIGN
A. C. Pfitzer G. M. Wilhoite
(IEEE, Vol 1 , 1966, pg 28)
- (5) - NEW TRENDS IN INSULATION CO-ORDINATION APPLICATION OF NEW IEC SPECIFICATION
(ASEA JOURNAL, 1971, Vol 44, Number 5)
- (6) - LINE ENTRANCE GAPS FOR PROTECTION OF SUBSTATION INSULATION
T. F. Watson, Jr. and R. Hiatt
(AIEE, Number 53, pg 43)
- (7) - WESTINGHOUSE REFERENCE BOOK
- (8) - TENNESSEE VALLEY AUTHORITY'S 500 - KV SYSTEM - SYSTEM PLANS AND CONSIDERATIONS
F. Chambers O.S. Hammer L. Edwards
(IEEE, Vol 1 , 1966, pg 22)
- (9) - FIELD MEASUREMENT OF SWITCHING SURGES AS MODIFIED BY UNLOADED 345 - KV TRANSFORMERS
A. J. Mc El Roy W. S. Price H. M. Smith D. P. Shankle
(AIEE, Vol 2, 1963, pg 500)

- (10) - HOW THE SWITCHING - SURGE FAMILY AFFECTS LINE INSULATION
J. W. Fair
(AIEE, Vol 2, 1963, pg 1024)
- (11) - SWITCHING SURGES: II - SELECTION OF TYPICAL WAVES FOR INSULATION COORDINATION
IEEE COMMITTEE REPORT
(IEEE, Vol 2, 1966, pg 1091)
- (12) - FIELD MEASUREMENT OF 345 - KV LIGHTNING ARRESTER SWITCHING SURGE PERFORMANCE
W.S. Price A.I. Mc El Roy H.M. Smith D.F.Shankle
(AIEE, Vol 2, 1963, pg 487)
- (13) - 735 - KV STATION INSULATION COORDINATION
(IEEE, 1969, pg 1377)
- (14) - TENNESSEE VALLEY AUTHORITY'S 500 - KV SYSTEM - SYSTEM - STEP - DOWN SUBSTATION DESIGN
R.M. Milton H.H. Leech R.C. St. Clair
(IEEE, Vol 1, 1966, pg 36)
- (15) - DAMPING OF SWITCHING OVERVOLTAGES IN EHV NETWORKS NEW ECONOMIC ASPECTS AND SOLUTIONS
(IEEE, 1969, pg 1014)
- (16) - TRANSMISSION - LINE DISCHARGE TESTING FOR STATION AND INTERMEDIATE LIGHTNING ARRESTERS
A.G. Yost H.O. Stoelling
(IEEE, Vol 1, 1965, pg 79)
- (17) - NIVELES DE AISLACION EN SISTEMAS DE ALTA TENSION
Francisco Sabato
(Revista Argentina de Eletrotécnica)
- (18) - FUNDAMENTALS FOR DETERMINATION OF EHV SWITCHING - SURGE RATINGS
G.H. Herting R.W. Ingman
(IEEE, Vol 1 , 1965, pg 236)