



**XXIII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GLT/21  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO -III**

**GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT**

**Desenvolvimento de Metodologia para Inspeção e Substituição de Isoladores Polimérico com as Instalações Energizadas**

**Armando Nigri(\*) Jorge Lemos Alfredo R. Alarcon Alberto R. de Sousa Alessandro C. S. Berredo  
LTs CONSULTORIA E SERVIÇOS - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA - TAESA**

**RESUMO**

O objetivo deste trabalho é apresentar os resultados dos estudos para o desenvolvimento de metodologia de inspeção e substituição de isoladores poliméricos em linhas de transmissão energizadas. Os estudos envolveram o mapeamento da distribuição do campo eletrostático ao longo das cadeias de isoladores poliméricas realizado em campo através de diferentes técnicas de inspeção, tais como UV, IR, corrente de fuga e distribuição de potencial, para se determinar até quando é possível a realização de trabalhos em linhas de transmissão energizadas sem trazer risco de acidentes elétricos aos eletricitistas envolvidos nos serviços. Foi também avaliado o comportamento de defeitos nos isoladores ao longo do tempo, através de ensaios e simulações realizados nos isoladores em laboratório. A utilização do equipamento de teste de isoladores poliméricos nas inspeções em campo, inédita no país, contribuiu para a confiabilidade dos resultados obtidos.

**PALAVRAS-CHAVE**

Campo Eletrostático; Corrente de Fuga; Isolador Polimérico; Radiação UV; Radiação IR

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A partir da década de 90, os isoladores não cerâmicos (NCI) ou poliméricos tem sido amplamente utilizados em linhas aéreas de transmissão de energia elétrica em todo o mundo.

Estes isoladores apresentam algumas vantagens sobre os isoladores de vidro ou porcelana, como por exemplo, por serem muito mais leves, facilitam o transporte e a montagem, além de um melhor desempenho, em regiões poluídas ou de vandalismo, sendo, portanto, uma ótima solução para a engenharia de manutenção.

Uma questão essencial que limita uma aplicação ainda mais ampla do isolador polimérico é a dificuldade para se avaliar as suas condições de operação, através das inspeções visuais de rotina, já que, na maioria dos casos os defeitos são internos.

Diversos guias foram desenvolvidos com o objetivo de suprir esta dificuldade. Dentre estes guias pode-se citar o elaborado pelo STRI Sweden Transmission Research Institute, (1) bem como o Manual para Inspeção de Isoladores Poliméricos, elaborado pelo grupo GTB2.03 – Isoladores -CIGRÉ-BRASIL.

Outro ponto importante é a dificuldade de se ter uma avaliação prévia das condições operativas dos isoladores poliméricos, que permita sua utilização em trabalho com as instalações energizadas com total segurança tanto para os eletricitistas quanto para o Sistema de Transmissão.

(\*) Rua Voluntários da Pátria, n° 450 – sala 211 – CEP 22270-010 Rio de Janeiro, RJ – Brasil  
Tel: (+55 21) 2286-2429 – Fax: (+55 21) 2286-2429 – Email: lts@veloxmail.com.br

No caso dos trabalhos em linhas energizadas existem dois pontos fundamentais para garantir a segurança dos trabalhadores e das instalações, a DISTÂNCIA DE SEGURANÇA e COMPRIMENTO MÍNIMO DO ISOLADOR EM BOM ESTADO. Estes aspectos são válidos tanto para os isoladores cerâmicos quanto para os poliméricos.

Quanto a metodologia para definição da distância mínima de segurança, a norma IEC 61472 (2), define exatamente como proceder ao seu cálculo. Já com relação ao item referente ao comprimento do isolador em bom estado ainda em condições da realização do trabalho em linhas energizadas, a norma IEC, no item 4.3.6 determina que, no caso dos poliméricos, o método ainda está sendo avaliado.

Alinhado com esta filosofia, a Transmissora Aliança de Energia Elétrica (TAESA) propôs através de seu Programa de Pesquisa e Desenvolvimento, o projeto "Desenvolvimento de Metodologia para Inspeção e Substituição de Isoladores Polimérico com as Instalações Energizadas", PD-0414-0001/2012, que permita, através de testes em campo e em laboratórios, definir a metodologia para manter os trabalhos em linhas energizadas envolvendo isoladores poliméricos com o mesmo grau de segurança, adotado pela empresa, nas linhas que utilizam isoladores de vidro.

## 2.0 - EQUIPAMENTOS E ENSAIOS

Nos trabalhos de manutenção com as instalações energizadas é importante que as distâncias de aproximação envolvidas bem como a extensão mínima em boas condições dos isoladores sejam suficientes para manter a linha em operação. Tendo em vista que a prática geral é de só se realizar atividades envolvendo instalação energizada com boas condições meteorológicas, ou seja, baixa umidade relativa do ar, as condições que poderiam levar à desligamentos relacionado com o depósito de poluentes na superfície isolante ficam descartadas.

É necessário, então a avaliação do desempenho dos isolantes sob condições transitórias. Por outro lado como também é proibida qualquer atividade quando puder ocorrer descargas atmosféricas, apenas sobretensões de frente longa são analisadas (sobretensões de manobra).

Estudos com estas características especiais e simulações em condições de laboratório com defeitos artificiais mostraram que não só a extensão, mas também o posicionamento dos defeitos ao longo do isolador influenciam no seu desempenho. Isoladores com defeitos condutivos na extremidade próxima ao lado energizado apresentam suportabilidade inferior àqueles com defeitos na extremidade do lado terra, enquanto que os defeitos condutivos no potencial flutuante (meio da cadeia) são os que apresentaram menores restrições.

### 2.1. Deteccção de Defeitos Críticos- Inspeção Visual

Diferente dos isoladores de vidro, a inspeção visual dos isoladores poliméricos não é suficiente para determinar a sua integridade, uma vez que o defeito pode também estar localizado na parte interna da peça. Entretanto, a inspeção visual é uma ferramenta muito útil para a avaliação preliminar das suas condições pois a constatação de defeitos superficiais pode ser um bom indicativo, ao inspetor, da existência de defeitos internos, tendo em vista que quando adquirem proporções significativas, normalmente os defeitos acabam chegando até a sua superfície.

Desta forma, pesquisadores (3) e (5) concluíram que isoladores que não apresentam defeitos visuais, muito provavelmente também não apresentam quadros severos de degradação passíveis de restringir a atividade de manutenção em linhas energizadas.

Contudo, cabe ressaltar que a eficácia deste método de inspeção é muito subjetiva já que depende unicamente da experiência dos inspetores de linha e da sua capacidade de identificar os padrões e os graus de severidade associados aos defeitos do isolador polimérico.

Os guias existentes atualmente, apoiados por imagens dos tipos de defeitos facilitam em muito a inspeção visual. No entanto, uma condição de avaliação com base apenas no exame visual pode levar a decisões muito conservadoras, já que, como envolvem a segurança dos eletricitistas, a orientação sempre é, para no caso de dúvida, não permitir a execução da linha viva.

Alguns métodos de inspeção, com a utilização de equipamentos detectores de radiação ultravioleta (UV), infravermelho (IR) e medidores da distribuição de campo eletrostático podem ajudar a "quantificar" a extensão dos danos detectados durante inspeções visuais, no sentido de permitir uma avaliação mais precisa.

### 2.2. Deteccção de Defeitos Críticos- Inspeção UV e IRI

Defeitos condutivos internos, com comprimentos significativos podem chegar a atingir a superfície do isolador. Nestes casos, provavelmente aparece atividade corona que, atualmente, pode ser visualizada, por câmeras UV.

A eficiência deste método de inspeção foi investigada, em laboratório. Os resultados mostraram que a câmara UV foi, em geral, capaz de detectar defeitos condutivos com dimensões significativas (3).

Com relação às inspeções utilizando equipamentos de IR, resultados obtidos em laboratórios mostraram que a atividade elétrica associada a defeitos condutivos na superfície dos isoladores poliméricos podem produzir aumentos de temperatura praticamente desprezíveis (inferiores a 3°C).

Estes resultados indicaram, então, que o método de medição da temperatura superficial dos isoladores, utilizando equipamentos de câmera infravermelha (IR) não seria o mais adequado para detectar defeitos críticos.

### 2.3. Detecção de Defeitos Críticos- Inspeção EF

A distribuição longitudinal do campo eletrostático, ao longo do isolador não cerâmico, pode ser avaliada através de equipamento de medição, manuseado por eletricitistas, adotando as técnicas de trabalho com as instalações energizadas.

Para verificar a eficiência do método foram realizados testes em laboratório [3], simulando defeitos condutivos. As diferenças de campos eletrostáticos, observadas em isoladores com defeito e em bom estado mostraram que todos os defeitos críticos (e mesmo os de pequenas dimensões) podem ser identificados, indicando o nível de criticidade, tamanho e local do defeito.

### 2.4. Determinação da Distância Mínima de Segurança

As distâncias de segurança são os espaçamentos que devem ser respeitados entre as partes energizadas e aterradas, ou entre fases, suficientes para que não haja abertura de arco elétrico, sob qualquer circunstância, no decorrer dos trabalhos de manutenção.

Um dos métodos mais utilizados para determinação da distância de segurança para linha viva é o apresentado na norma IEC 61472 [2], que considera até margens de segurança para movimentos inadvertidos. A partir destes fatores e das considerações das sobretensões máximas, foram determinadas as distâncias mínimas de segurança de 1,90m e 3,20m, respectivamente para as tensões de operação de 230 e 500 kV. das linhas objeto da pesquisa

A TAESA, através do documento interno TAE. IT 0311.00 (Segurança para Trabalhos em Linha Energizadas) adota, para as distâncias mínima de aproximação, os valores definidos pela OSHA ("occupational safety and health administration"), cujos valores são de 1,60m e 3,40m para o 230 kV e 500 kV, respectivamente

Como uma das principais tarefas na manutenção de linhas energizadas é a troca de isoladores danificados, é fundamental identificar o comprimento efetivo do isolante em bom estado que ainda possibilita a manutenção com as instalações energizadas.

A norma IEC determina o comprimento mínimo do isolante, associando esse comprimento ao espaçamento de ar para suportar o maior surto de manobra previsto. Ressalte-se que a metodologia proposta é para isoladores cerâmicos. Foi considerado, a princípio, o mesmo critério da norma IEC, porém adotando-se um fator de segurança. Pesquisadores internacionais [5,10], através de ensaios levantaram uma curva que apresenta a redução da suportabilidade tanto dos isoladores defeituosos cerâmicos quanto dos não cerâmicos (Figura 1) .

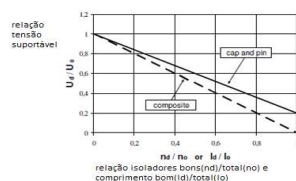


FIGURA 1 – Redução na Suportabilidade

A partir da distância mínima de segurança calculada, e da curva acima pode ser estabelecido um comprimento mínimo de 1,58m e 2,82m de isolamento, para os isoladores poliméricos das linhas objeto da pesquisa.

### 2.5. Ensaios em Laboratório

O objetivo dos ensaios foi a confirmação das distâncias mínimas de aproximação e dos comprimentos mínimos dos isoladores em bom estado, calculados pela norma IEC61472, para a realização no campo, de serviços com as instalações energizadas com total segurança para os eletricitistas envolvidos no serviço. Aplicada a tensão máxima de operação nas cadeias de isoladores, monitorando as atividades elétricas com o detector de UV.

A verificação da Tensão Suportável de Manobra a seco foi determinada conforme previsto na norma NBR 15123 [8] e IEC 60383-2 [4], através do método de acréscimos e decréscimos (Up and Down), com 30 impulsos na polaridade positiva.

Foram determinadas as suportabilidades dos isoladores poliméricos, para cada uma das tensões da pesquisa (230 e 500 kV), e também para cada um dos isoladores com os trechos curto-circuitados, da mesma forma que nos ensaios para tensão de operação.

Nos ensaios com a tensão de operação, foram detetadas atividades elétricas em determinados pontos ao longo dos isoladores poliméricos. Na cadeia de 230 kV, com defeito de 40 cm, foi observada atividade elétrica ao longo do anel, com a contagem de fótons chegando a 841, enquanto para cadeia de 500 kV, também com defeito de 40 cm, foi observada atividade tanto no anel do lado fase quanto no lado terra. Observado também atividade no meio do isolador, no ponto de início do defeito. A contagem de fótons permaneceu estável em 410.

Os resultados obtidos nos ensaios de sobretensão de manobra estão apresentados na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Sobretensão de manobra

Tensão Operação (kV)	Trecho com Curto (cm)	$U_{50\%}$ (kV)	Tensão Suportável (kV)	Sobretensão (PU)	Alteração (%)
230	0	998	920	4.9	100
	20	917	846	4.5	91
	30	860	793	4.2	85
	40	834	769	4.0	81
500	0	1437	1325	3.2	100
	20	1445	1332	3.2	100
	30	1374	1266	3.1	96
	40	1373	1266	3.1	96

Os ensaios de longa duração tiveram o objetivo de avaliar a evolução do defeito ao longo do tempo. Neste ensaio foram mantidos energizados, com a tensão de 230 kV fase-fase, 2(dois) isoladores poliméricos.

Em cada um dos isoladores foi instalada cordoalha de 40 cm, para simulação de defeito condutivo. No primeiro isolador o defeito estava localizado na extremidade próxima do lado terra e no segundo a localização era na extremidade energizada Logo após a energização, ao longo do ensaio e antes do seu término foi medida a distribuição de campo eletrostático para as configurações propostas. Os resultados mostraram que:

- as curvas, fornecidas pelo equipamento Positron, indicam perfeitamente o local do isolador que apresenta um defeito condutivo (lado terra, meio ou lado fase).
- a alteração na distribuição da curva padrão é compatível com o comprimento do defeito condutivo.
- não foram observadas alterações significativas nas curvas de distribuição de potencial ao longo do tempo (33 dias), objeto principal do ensaio de longa duração, conforme pode ser observado na Figura 2, que apresenta a comparação da distribuição de potencial na cadeia com curto de 40 cm próximo da terra, no início, meio e fim do ensaio e na Figura 3 que faz a mesma comparação com o defeito instalado na extremidade próxima da fase.

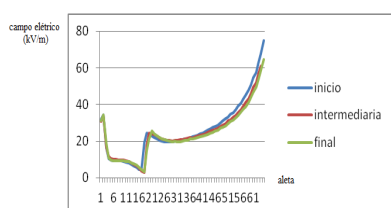


FIGURA 2 - Curto de 40 cm Lado Terra,

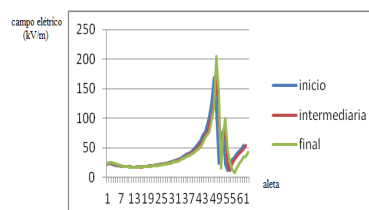


FIGURA 3 - Curto de 40 cm Lado Fase

### 3.0 - INSPEÇÕES DE CAMPO

Nas inspeções foram selecionados isoladores de suspensão ("I" e "V") e ancoragem de 230 kV e 500 kV, com os isoladores em condições normais de operação e com a simulação de defeitos cujo comprimento variava de 20 a 40 cm.

O detalhamento, incluindo a metodologia, está apresentado a seguir.

### 3.1. Detetor de UV

- ligar o aparelho.
- ativar a função que permite a contagem de atividade por unidade de tempo.
- posicionar o aparelho de tal forma que:
  - a distância entre o aparelho e o pé da torre seja de aproximadamente a mesma altura da estrutura ( Figura 4).
  - ângulo de visada de aproximadamente 45°.
  - dirigir a câmera para a cadeia de isolador a ser inspecionada.
  - regular o ganho para 160.
  - registrar a atividade elétrica ao longo da cadeia, gravando vídeo através do próprio equipamento.

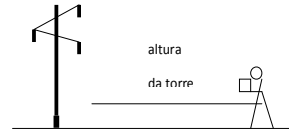


FIGURA 4- Posicionamento do Aparelho

### 3.2. Detetor de IR

- ligar o aparelho.
- posicionar o equipamento o mais próximo possível do detetor de UV para que o ângulo de visada do objeto seja o mesmo.
- gravar imagem digital do espectro termográfico.

### 3.3. Positron

- sincronizar o "PC" com o Positron
- identificar a cadeia a ser escaneada
- deslizar o equipamento pelas cadeias Figura 5
- transferir os resultados da sonda para o PC

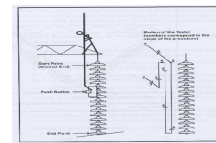


FIGURA 5 - Escaneamento

### 3.4. Microamperímetro

- instalar o microamperímetro de linha viva em treliça da trave da torre
- instalar uma cordoalha condutiva abaixo da primeira aleta do isolador polimérico
- conectar o microamperímetro à cordoalha
- executar a leitura

### 3.5. Instalação dos Defeitos Condutores

- conectar a primeira pinça na 3ª aleta do lado terra
- conectar a segunda pinça na 11ª aleta do lado terra
- escaneamento com o Positron
- desconectar a 2ª pinça e instalar na 19ª aleta
- Todas operações realizadas com bastão isolante

A Figura 6 apresenta a instalação da pinça na 19ª aleta



FIGURA 6 - Instalação das Pinças

### 3.6. Itens Observados nas Inspeções

- distribuição do campo eletrostático nas diversas cadeias inspecionadas;
- atividades do tipo "corona", ao longo dos isoladores poliméricos;
- diferença de temperatura, tanto para mais ou para menos,
- medição da corrente de fuga

## 4.0 - - INSPEÇÕES DE CAMPO

### 4.1. Detetor de UV e IR

Os ensaios realizados em laboratórios indicavam que seria possível identificar, através dos equipamentos detetores de UV, defeitos condutivos com dimensões de 40 cm, entretanto nas inspeções de campo tal fato não foi confirmado, já que o equipamento de UV não registrou qualquer atividade.

Com relação às inspeções termográficas os ensaios de laboratório já tinha mostrado não ser possível detectar qualquer alteração da temperatura ao longo dos isoladores. As inspeções de campo confirmaram estes resultados.

#### 4.2. Distribuição de Campo Eletrostático - Positron

O equipamento Positron mostrou, através de curvas que, ao comparar a distribuição do campo eletrostático de um isolador íntegro de 500 kV, ( Figura 7), com a curva obtida de um isolador também de 500 kV, com defeito de 40 cms (Figura 8), é possível a avaliação do posicionamento e do comprimento do defeito. Para a tensão de 230 kV foi possível a mesma observação.

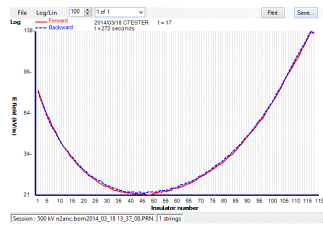


FIGURA 7 - Integro

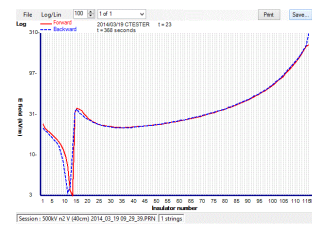


FIGURA 8 - Defeito de 40 cm

#### 4.3. Microamperímetro

Os valores de corrente de fuga observados, ao longo das inspeções, mostraram uma variação muito leve em função do comprimento do defeito condutivo instalado, como por exemplo, na inspeção realizada no isolador de 230 kV que os valores encontrados foram de 30, 40 e 45  $\mu A$  para isolador sem e com defeitos de 20 e 40 cm, respectivamente.

### 5.0 - CONCLUSÕES

#### 5.1. Detetor de UV e IR

Os ensaios realizados no laboratório do CEPEL, com trechos condutivos de 40 cm nos isoladores, conduziram a registros de pequena intensidade na câmara UV, enquanto que na de IR nada foi detectado. Na inspeção de campo nada foi detectado para ambos os equipamentos, assim optou-se por suspender a sua realização a partir da terceira inspeção.

#### 5.2. Distribuição de Campo Eletrostático - Positron

Através do equipamento Positron, utilizado na pesquisa, para determinar a distribuição do campo eletrostático, e indiretamente a distribuição de potencial, ao longo dos isoladores poliméricos, pode-se observar:

##### 5.2.1. Ensaios de Laboratório

Os ensaios de laboratório de longa duração realizados permitiram algumas conclusões importantes para definição da metodologia de manutenção proposta.

Dentro da programação destes ensaios foram realizadas medições da distribuição de campo em diversas posições ao longo dos isoladores com defeitos condutivos com 20, 40 e 60 cm. As curvas obtidas com o equipamento estão apresentadas nas figuras 9 a 12.

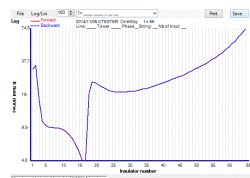


FIGURA 9 - Defeito 40 cm - Lado Terra

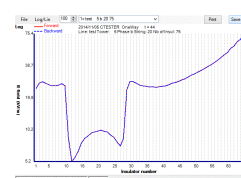


FIGURA 10 - Defeito 40 cm - Intermediário

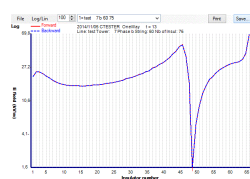


FIGURA-11 - Defeito 40 cm - Lado Fase

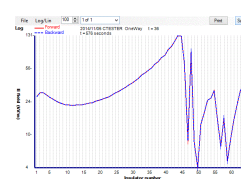


FIGURA 12 - Defeito 60 cm - Lado Fase

É importante ressaltar que, apesar dos cálculos iniciais terem definido como 40 cm o comprimento máximo dos defeitos para a pesquisa de campo, dentro do laboratório, como as condições operativas não permitiam sobretensões, foi possível testar o isolador com um defeito de 60 cm sem qualquer risco do eletricitista que estava operando o equipamento.

A Tabela II, a seguir, apresenta a comparação entre o comprimento do defeito instalado e o medido através dos gráficos obtidos com o equipamento.

Tabela II Comparação defeito instalado e medido

Posição	Defeito instalado	Pinça instalada aleta		gráfico		Defeito medido	Erro em aleta
		Início	Fim	Início	fim		
Terra	22 cm	3	11	1	9	22 cm	0
Intermediário	22 cm	11	19	10	19	24,75 cm	1
fase	22 cm	59	67	53	65	33 cm	4
Terra	44 cm	3	19	2	19	46,75 cm	1
Intermediário	46,75 cm	11	28	8	30	60,5 cm	5
fase	44 cm	51	67	46	66	55 cm	4
Fase	71,5 cm	41	67	40	67	74,25 cm	1

Nestes testes de laboratório pode-se observar que o equipamento Positron identifica exatamente o comprimento e a posição, através da numeração da aleta, dos defeitos condutivos, pois os valores de campo elétrico são reduzidos significativamente.

Analisando os dados obtidos observa-se que:

- para os defeitos próximos da terra a precisão do equipamento foi melhor do que quando o defeito estava instalado próximo da fase.
- os erros foram sempre para mais ( o defeito visualizado pelo equipamento foi maior do que o real).

### 5.2.2. Inspeção de campo

As inspeções de campo permitiram identificar tanto o comprimento quanto o posicionamento do defeito nos isoladores, conforme pode ser observado na Figura 13, objeto da inspeção no isolador de 500 kV, com defeitos de 20,30 e 40 cm.

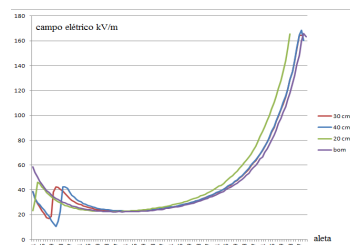


FIGURA 13 - distribuição 500 kV suspensão "V"

A Tabela III, a seguir, apresenta os resultados das inspeções de campo.

Tabela III Inspeção de campo - comprimento do defeito

Tensão kV	Tipo cadeia	Defeito 20 cm			Defeito 40 cm		
		Instalado	medido	Erro em aleta	Instalado	medido	Erro em aleta
230	"I"	3 a 11	1 a 6	3	3 a 19	1 a 11	6
500	Ancoragem	3 a 11	1 a 6	3	3 a 19	1 a 15	2
	"V"	3 a 11	1 a 6	3	3 a 19	1 a 15	2
	"I"	3 a 11	1 a 6	3	3 a 19	1 a 15	2

Diferentemente das inspeções no laboratório, observa-se que:

- para o defeito de 20 cm os resultados apresentaram erros de 3 aletas para menos tanto na tensão de 230 quanto na de 500 kV.
- para o defeito de 40 cm a tensão de 230 apresentou um erro de 6 aletas para menos enquanto que para a tensão de 500 kV o erro foi de 2 aletas também para menos.



### 5.2.3..Posicionamento das cadeias

A distribuição de campo eletrostático ao longo dos isoladores íntegros de 500 kV posicionados na horizontal (ancoragem) e na vertical (suspensão "I"), foi praticamente a mesma, conforme apresentado na Figura 14.

No caso da cadeia de suspensão "V", comparando com os valores das cadeias de ancoragem e "I", os níveis de campo elétrico, próximo ao lado fase, apresentam valores quase que duas vezes maiores, além disto, conforme pode ser observado na Figura 15, a distribuição do campo é praticamente constante ( em torno de 60 kV/m) até o último quarto do isolador na extremidade do lado fase, quando os valores de campo aumentam consideravelmente, chegando a quase 300 kV/m. Tal fato impõe um projeto do isolador bastante cuidadoso para que não ocorra atividade elétrica que possa a vir causar uma degradação do mesmo.

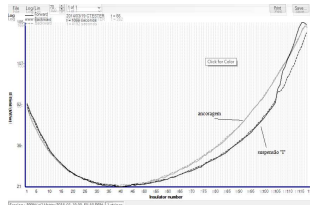


FIGURA 14 - Distrib. Ancor. e Suspensão "I"

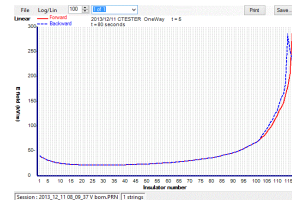


FIGURA 15 - Distribuição Suspensão "V"

### 5.2.4..Avaliação com o envelhecimento

Constatou-se que, ao comparar os resultados obtidos entre inspeções, com espaçamento de praticamente 2 anos, os valores situam-se dentro da mesma ordem de grandeza, tanto no caso dos isoladores íntegros quanto com defeitos condutivos inseridos podendo ser utilizada, então, a metodologia a qualquer época..

### 5.3. Avaliação da Corrente de Fuga.

Os valores medidos da corrente de fuga através dos isoladores poliméricos mostraram que:

- nos isoladores íntegros, a corrente de fuga não mostrou qualquer alteração tanto em relação ao envelhecimento, quanto à tensão de operação.
- quanto aos valores de corrente de fuga medidos nos isoladores com defeitos condutivos instalados, constatou-se uma ligeira elevação dos resultados. O aumento nos valores de corrente foram compatíveis com o comprimento do defeito,
- em trabalhos em linhas energizadas, o material isolante de trabalho que não utiliza o testador de bastões, tem de ser monitorado continuamente através do "microamperímetro de linha viva", sendo obrigados a atender valores máximos de corrente. A TAESA adota os valores de 66 e 144  $\mu$ A para as tensões de 230 e 500 kV, respectivamente. Tendo em vista que os isoladores poliméricos têm uma composição semelhante aos materiais isolantes utilizados na manutenção em linha energizada, devem então também atender aos mesmos limites de corrente. Comparando os valores de corrente de fuga medidos nas inspeções, observa-se que os valores estão bem abaixo dos valores máximos estabelecidos.

## 6.0 - CONCLUSÕES

Os resultados da distribuição de campo eletrostático nos isoladores poliméricos íntegros e com defeitos condutivos inseridos, utilizando o equipamento Positron, mostraram que é perfeitamente possível determinar o comprimento e localização de defeitos condutivos antes da realização de serviços de manutenção em linha energizada, mantendo, desta forma, as condições de segurança exigida em tais atividades.

Os resultados obtidos nos ensaios de laboratório com longa duração (um mês) mostraram que os defeitos não evoluíram, entretanto é temeroso estender tais resultados para o campo em vista das restrições meteorológicas dos laboratórios.

Outro ponto importante, diz respeito ao equipamento detetor de UV que não conseguiu registrar qualquer anormalidade com o defeito condutivo instalado. Tal metodologia deve ser mais bem avaliada já que o equipamento utilizado, de propriedade da TAESA, foi adquirido em 2005, podendo existir atualmente um modelo com maior sensibilidade capaz de identificar os comprimentos de defeitos condutivos que possam garantir os



trabalhos em linha energizada. O que poderíamos afirmar é que com as informações registradas, e com este modelo, se o equipamento detetor de UV acusar um defeito no isolador polimérico, o mesmo terá dimensões que inviabilizam a manutenção em linha energizada.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) - STRI, "Guide for Visual Identification of Deterioration & Damages on Suspension Composite Insulators", 2003
- (2) - IEC Standard 61472, "Standard Live working - Minimum approach distances for a.c. systems in the voltage range 72,5 kV to 800 kV -A method of calculation", 2004.
- (3) - A. Pigini, A. Colombo, M. de Nigris, "Diagnostics and Monitoring of Insulators for Power System", CMD Conference, Changwon, South Korea, 2006.
- (4) - IEC Standard 60383-2 Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1 000 V.
- (5) - A.J. Carreira, "Non ceramic insulator condition detection", World Congress on Insulators, Crete, 2009.
- (6) - CIGRE Brochure 151, "Guidelines for insulation coordination in live working", 2000
- (7) - IEEE ESMOL Subcommittee 15.07, "Energized Line working with Polymer Insulators for voltages 60 kV and above" 11th International Conference on Transmission & Distribution construction and Live Line Maintenance".
- (8) - NBR15123 Isoladores para linhas aéreas com tensões nominais de 1000 V - Cadeias e arranjos de isoladores para sistemas de corrente alternada.
- (9) - ANSI/IEEE Standard 516-2003, "Guide for Maintenance Methods on Energized Power Lines", 2003.
- (10) - De Donà, C. D. Milanello, A. Posati, R. Gallo, C. Valagussa, U. Leva, "Dielectric behaviour of damaged composite insulating strings. Minimum approach distances calculation and individuation of the limit conditions for safe live work", ICOLIM, Torun, Poland, 2008

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Armando Isaac Nigri

- Nascimento: Rio de Janeiro – 14/09/1950

- Graduação: Pontifícia Universidade Católica PUC/RJ– Engenharia Elétrica - 1973



Alfredo Rubens Alarcon

- Nasc.: Argentina - 29/12/1959

- Graduação: Universidade Tecnológica Nacional UTN - Engenharia Elétrica - 1986.



Alberto Rodrigues de Sousa

- Nascimento: 02/11/1982

- Graduação: Pontifícia Universidade Católica PUC/MG– Engenharia Elétrica - 2008



Alessandro C. S. Berredo

- Nascimento: 23/02/1980

- Graduação: Universidade Estácio de Sá - Engenharia Elétrica - 2009



Jorge Luiz de Almeida Lemos

- Nascimento: Niterói RJ 27/11/52

- Graduação: Universidade Federal Fluminense, Engenharia Elétrica - 1977

