

---

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS**  
**PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**SISTEMA DE DETECÇÃO ÓPTICA DE  
DESCARGAS PARCIAIS EM CADEIAS DE  
ISOLADORES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE  
ALTA TENSÃO**

por

**SÉRGIO CAMPELLO OLIVEIRA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para a obtenção do grau  
de Doutor em Engenharia Elétrica.

**ORIENTADOR: EDUARDO FONTANA**

Recife, 24 de Outubro de 2008.

© Sérgio Campello Oliveira, 2008.

**Oliveira, Sérgio Campello**

**Sistema de detecção óptica de descargas parciais em cadeias de isoladores de linhas de transmissão de alta tensão / Sérgio Campello Oliveira . – Recife : O Autor, 2008.**

xiv, 113 folhas : il., fig., tab.

**Tese (doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Engenharia Elétrica, 2008.**

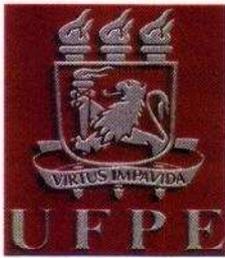
**Inclui bibliografia**

**1. Corrente de fuga. 2. Bandas secas. 3. Isoladores. 4. Linhas de transmissão de alta tensão. 5. Sensores ópticos. I. Título.**

**621.3  
621.3**

**CDU (2.ed.)  
CDD (22.ed.)**

**UFPE  
BC – 2009 - 049**



# Universidade Federal de Pernambuco

## Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE TESE DE DOUTORADO

# SÉRGIO CAMPELLO OLIVEIRA

TÍTULO

“SISTEMA DE DETECÇÃO ÓPTICA DE DESCARGAS PARCIAIS EM CADEIAS DE ISOLADORES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA TENSÃO”

A comissão examinadora composta pelos professores: EDUARDO FONTANA, DES/UFPE, JOAQUIM FERREIRA MARTINS FILHO, DES/UFPE, RENATO EVANGELISTA DE ARAUJO, DES/UFPE, EDSON GUEDES DA COSTA, DEE/UFPG e SREERAMULU RAGHURAM NAIDU, DEE/UFPG sob a presidência do prof. Eduardo Fontana, Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, consideram o candidato **SÉRGIO CAMPELLO OLIVEIRA APROVADO**.

Recife, 24 de outubro de 2008.

EDUARDO FONTANA

Orientador e Membro Titular Interno

JOAQUIM FERREIRA MARTINS FILHO

Membro Titular Interno

EDSON GUEDES DA COSTA

Membro Titular Externo

RENATO EVANGELISTA DE ARAUJO

Membro Titular Interno

SREERAMULU RAGHURAM NAIDU

Membro Titular Externo

---

*Àquele que me acompanhava nas  
madrugadas desde à graduação  
até quase o final do doutorado.*

---

## *Agradecimentos*

Por chegar até aqui, agradeço a todos que deram sua pequena contribuição.

E àqueles que deram sua grande contribuição, agradeço de forma especial: a Deus, aos meus pais, Gilberto e Tânia, à família e à namorada, Michele, por me apoiarem e entenderem as preocupações e ausências; aos professores do DES-UFPE pelo conhecimento transmitido e de maneira mais que especial ao Professor Eduardo Fontana, pela orientação em: 3 anos de monitoria, 2 anos de iniciação científica, 2 anos de mestrado, 4 anos de doutorado, pelos 9 de convivência e pelo resto da vida de cooperação e amizade.

---

Resumo da Tese apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários  
para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

# **SISTEMA DE DETECÇÃO ÓPTICA DE DESCARGAS PARCIAIS EM CADEIAS DE ISOLADORES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA TENSÃO**

**Sérgio Campello Oliveira**

Outubro / 2008

Orientador: Eduardo Fontana, PhD.

Área de Concentração: Fotônica

Palavras-chave: Corrente de fuga, bandas secas, isoladores, linhas de transmissão de alta tensão, sensores ópticos.

Número de Páginas: 113

A monitoração da corrente de fuga é um dos métodos mais utilizados para avaliar a perda da capacidade de isolamento de cadeias de isoladores de linhas de alta tensão. O acúmulo de poluentes sobre a superfície das cadeias de isoladores, juntamente com a umidade provoca aumento na fuga de corrente sobre a cadeia, com a criação de bandas secas e descargas parciais. Foi desenvolvido um sistema óptico completo de sensoriamento para a monitoração da corrente de fuga fluindo sobre a superfície desses isoladores, que utiliza uma configuração inovadora de elemento transdutor, simples, compacto, de baixo custo e de rápida resposta. Esse sistema sensor foi empregado em experimentos de laboratório e de campo para identificar atributos da corrente de fuga correlacionados com o grau de poluição em cadeias de isoladores. Um módulo eletrônico microcontrolado foi desenvolvido e otimizado para registrar em tempo real a frequência de ocorrência e a amplitude de pulsos de corrente, superpostos à corrente de fuga, decorrentes das descargas parciais localizadas nas proximidades das cadeias de isoladores. Os pulsos foram classificados em faixas de amplitudes e o número de pulsos por hora foi registrado em cada uma das faixas de observação. Esse sistema possibilitou também a observação em tempo real da corrente de fuga em isoladores durante o processo de lavagem. Os dados fornecidos por seis unidades sensoras instaladas em cadeias de isoladores selecionadas dentro do sistema de transmissão da CHESF, quatro em subestações e duas em torre, foram utilizados para estudos de correlação das atividades registradas pelos sistemas com o grau de poluição das cadeias de isoladores.

---

Abstract of the Thesis presented to UFPE as a partial fulfillment of the requirements for the PhD degree in Electrical Engineering.

# **OPTICAL DETECTION SYSTEM OF PARTIAL DISCHARGES ON INSULATOR STRINGS OF HIGH VOLTAGE TRANSMISSION LINES**

**Sérgio Campello Oliveira**

October / 2008

Supervisor: Eduardo Fontana, PhD.

Area of Concentration: Photonics

Keywords: Leakage current, partial discharges, power transmission lines, insulators, optical fiber transducers, optical sensors.

Number of Pages: 113

Leakage current monitoring is frequently used to evaluate the degradation in the insulation capacity of insulator strings of overhead transmission lines, due to pollution. The pollutants accumulation over the surface of the insulators strings, together with humidity, lead to an increase in the current leak over the insulator's surface, in turn producing the onset of dry bands and partial discharges. A complete optical sensing system for monitoring the leakage current flowing over those insulators was developed, based on an innovative, simple, rugged, low-cost, and rapid response configuration for the sensing head. This sensor system was used in laboratory and field experiments to identify the leakage current attributes correlated with the degree of pollution on insulators strings. A microcontroller based electronic module was developed and optimized to allow real-time recording of the frequency of occurrence and amplitude of current pulses, superimposed to the leakage current waveform, caused by the partial discharges localized next to the insulators strings. The pulses were classified into amplitude levels and the number of pulses per hour was recorded in each observation level. The system was also used for real time observation of the leakage current flowing on insulator strings during washing. Data collected by six sensor units installed on specific insulator strings of CHESF's electrical transmission system, four of which in substations and two on a tower, were used for correlation studies of leakage current activity with the pollution level of insulators strings.

---

# Índice

Introdução.....	1
Capítulo 1 – Descargas parciais em cadeias de isoladores.....	7
1.1 Manutenção em cadeias de isoladores poluídas .....	12
Capítulo 2 – Medição do acúmulo de poluentes sobre a cadeia de isoladores.....	14
2.1 Medição de ESDD e NSDD .....	14
2.2 Medição da Resistência de Superfície .....	16
2.3 Detecção de emissões luminosas e sonoras.....	18
Capítulo 3 – Medição e características da corrente de fuga em cadeias de isoladores...	21
3.1 Formas de medição mais comuns da corrente de fuga .....	21
3.2 Características do sinal da corrente de fuga .....	24
Capítulo 4 – Sistema sensor.....	35
4.1 Módulo óptico.....	35
4.1.1 Concepção eletrônica do sensor .....	35
4.1.2 Concepção óptica do sensor .....	46
4.2 Módulo eletrônico.....	55
Capítulo 5 – Resultados experimentais .....	66
5.1 Resultados de laboratório .....	66
5.1.1 Laboratórios de 69 kV e 120 kV da CHESF .....	67
5.1.2 Laboratório de 600 kV da UFCG .....	74
5.2 Resultados experimentais em campo.....	80

---

5.2.1 – Subestação de Mossoró – 230 kV.....	87
5.2.2 – Subestação de Angelim – 500 kV .....	91
5.2.3 – Torre na Serra de Maranguape – 500 kV .....	94
5.3 Monitoração da corrente de fuga durante lavagem de cadeias de isoladores .....	97
5.3.1 O procedimento de lavagem .....	98
5.3.2 Corrente de fuga durante a lavagem .....	100
Capítulo 6 – Conclusões e trabalhos futuros .....	104
6.1 Trabalhos futuros .....	106
Referências Bibliográficas.....	108

---

# Índice de Figuras

Figura 1 – Ilustração de linha de transmissão de alta tensão exposta a poluentes e umidade. ....	9
Figura 2 - Representação da formação das bandas secas e descargas parciais em cadeias de isoladores. ....	10
Figura 3 - Cadeia de isoladores danificada por um <i>flashover</i> . ....	11
Figura 4 – Danos formados em isoladores poliméricos causados por descargas parciais (foto extraída de [5])......	11
Figura 5 – Ilustração da medição de corrente de fuga com resistência de derivação.....	22
Figura 6 – Ilustração da monitoração da corrente de fuga com transformador.....	23
Figura 7 – Formas de onda medidas com resistência de derivação (a) e com transformador (b) obtidas por Fierro Chaves <i>et al.</i> [6]......	24
Figura 8 – Queda de potencial ao longo da distância de escoamento para um isolador de porcelana (Extraída de [35]). ....	26
Figura 9 – Comportamento da corrente de fuga ao longo do tempo para um isolador cerâmico exposto a um ambiente de 100% de umidade relativa submetido a potenciais de 8,4; 9,4 e 10,3 kV [36]......	27
Figura 10 – Formas de onda de tensão e corrente para a cadeia de isoladores de porcelana: (a) limpa e seca, e (b) limpa e umedecida (extraída de [40])......	29
Figura 11 – Formas de onda de tensão e corrente para uma cadeia de isoladores poliméricos de borracha de silicone (SiR): limpa e seca (a), e limpa e umedecida (b) (extraída de [40])......	30
Figura 12 – Sinais de tensão e corrente de fuga para um isolador polimérico de borracha de silicone poluído submetido a tensão 19,05kV <sub>rms</sub> (extraída de [40]). ....	31

---

Figura 13 – Sinais de tensão e corrente de fuga para isoladores: (a) de porcelana, (b) de porcelana com 3 HSCEs, (c) de porcelana com 2 HSCEs e (d) de porcelana com 2 WACEs (extraída de [40]).	33
Figura 14 – Configuração básica do sistema óptico para a medição da corrente de fuga.	36
Figura 15 – Características elétricas dos LEDs azuis e vermelhos, antes e após serem danificados.	38
Figura 16 – Potência óptica emitida por uma amostra de LED azul. A linha sólida representa uma relação linear entre a corrente e a potência para facilitar a comparação.	39
Figura 17 – Circuito de proteção para os LEDs sensores azuis.	40
Figura 18 – Sinal de tensão obtido com um fotodetector conectado através de uma fibra óptica a um módulo sensor com LED azul em função da corrente para diferentes posições da chave seletora.	42
Figura 19 – Potência óptica emitida por uma amostra de LED infravermelho, medida no regime de corrente pulsada. A linha sólida representa uma relação linear entre a corrente e a potência para facilitar a comparação.	43
Figura 20 – Circuito de proteção inicial para os LEDs infravermelhos.	44
Figura 21 – Característica elétrica dos zeners 1N4728, utilizados nos circuitos de proteção para os sensores infravermelhos.	45
Figura 22 – Resposta dos sensores com LEDs infravermelhos e com o circuito de proteção da Figura 20.	45
Figura 23 – Circuito de proteção definitivo para os LEDs infravermelhos.	46
Figura 24 – Ilustração do acoplamento entre LED e fibra óptica. Todas as dimensões em $\mu\text{m}$ .	47
Figura 25 – Fotografia da montagem para o alinhamento LED-fibra.	47

---

Figura 26 – Configuração utilizada para cálculo do fator de acoplamento entre LED e fibra.....	49
Figura 27 – Fator de acoplamento em função da distância da fibra à fonte de luz. ....	51
Figura 28 – Esquema de construção do sensor <i>pigtail</i> para a maximização do sinal acoplado na fibra óptica.....	53
Figura 29 – Detalhes do acoplamento LED-fibra.....	54
Figura 30 – Sensor <i>pigtail</i> acoplado em cabo óptico e acondicionamento dos sensores contra intempéries.....	55
Figura 31 – Fotografia do sensor <i>pigtail</i> . ....	55
Figura 32 – Fotografia do Sistema Preliminar de Contagem de Pulsos utilizado para detectar as características da corrente de fuga em campo pela primeira vez. ....	57
Figura 33 – Interface gráfica de software, desenvolvido em <i>Labview</i> ®, para a aquisição da forma de onda na tela do osciloscópio.....	58
Figura 34 – Diagrama esquemático do sistema sensor para detecção da corrente de fuga. ....	59
Figura 35 – Diagrama de blocos do módulo de processamento.....	60
Figura 36 – Fluxograma do programa de controle do microcontrolador. ....	63
Figura 37 – Interface gráfica do programa de aquisição de dados - LMP.....	64
Figura 38 – Diagrama esquemático do sistema de alimentação solar utilizado nas torres de linhas de transmissão. ....	65
Figura 39 – Fotografia de uma configuração típica para experimentos em laboratório de 69 kV da CHESF. A parte destacada mostra a configuração utilizada para gerar vapor no ambiente ao redor dos isoladores. ....	68
Figura 40 – Forma de onda da corrente de fuga para 1 isolador submetido a 50 kV, com o isolador limpo e seco (a) e com o isolador limpo e úmido (b). ....	69

---

Figura 41 – Forma de onda da corrente de fuga para 1 isolador poluído e seco submetido a 50 kV.....	70
Figura 42 – Forma de onda da corrente de fuga para 1 isolador poluído e úmido submetido a 50 kV (a) sem e (b) com a presença de pulsos de corrente.....	71
Figura 43 – Formas de onda da corrente de fuga para 1 isolador poluído e úmido submetido a 55 kV, exibindo valores de pico de: (a) 9 mA e (b) 13 mA.....	72
Figura 44 – Forma de onda detectada para a corrente de fuga, para 2 isoladores poluídos e úmidos submetidos a uma tensão de 120 kV.....	73
Figura 45 – Configuração (a) e fotografia (b) da montagem para experimentos com cadeias de isoladores submetidas a tensões de até 260 kV.....	74
Figura 46 – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 150 kV (a) e a 200 kV (b). .....	76
Figura 47 – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 225 kV (a) e a 235 kV (b). .....	77
Figura 48 – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 245 kV (a) e a 250 kV (b). .....	78
Figura 49 – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 255 kV (a) e a 260 kV (b). .....	79
Figura 50 – Dependência da corrente de ionização com a tensão aplicada, para uma cadeia com 5 isoladores poluídos numa atmosfera com geração artificial de vapor. .....	80
Figura 51 – Localização geográfica aproximada dos 3 pares de sensores instalados. ...	81

---

Figura 52 – Ilustração do sistema com alimentação solar montado para a monitoração em campo da corrente de fuga na Serra de Maranguape. ....	83
Figura 53 – Esquema utilizado na ligação dos sistemas sensores em subestações. ....	84
Figura 54 – Registro em campo da forma de onda e dos números de pulsos de corrente de ionização nas três faixas medidas pelo equipamento. Nesta fotografia, há apenas 2 picos superiores a 5 mA e nenhum nas outras faixas. ....	85
Figura 55 – Forma de onda da corrente de fuga registrada na Serra de Maranguape no estado do Ceará, numa torre de 500 kV com uma umidade relativa de 80,4%.....	86
Figura 56 – Dependência com a umidade relativa do ar da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização com picos classificados acima de dois níveis de corrente. ....	86
Figura 57 – Forma de onda corrente de fuga, registrada na subestação de Mossoró um dia antes de uma lavagem. ....	88
Figura 58 – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem da subestação de Mossoró. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente. ....	89
Figura 59 – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de suspensão da subestação de Mossoró. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente. ....	90
Figura 60 – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem da subestação de Angelim. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente. ....	92
Figura 61 – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de suspensão da subestação de Angelim. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente. ....	93
Figura 62 – Detalhe da evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização com picos maiores do que 5 mA durante os cinco	

---

primeiros dias de monitoração da cadeia de suspensão da subestação de Angelim. .....	94
Figura 63 – Detalhe da forma de onda da corrente de fuga registrada na Serra de Maranguape no estado do Ceará, numa torre de 500 kV com uma umidade relativa de 87,1%. .....	95
Figura 64 – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de picos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem, no lado de Fortaleza, da torre no alto da Serra de Maranguape. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente. ....	96
Figura 65 – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de picos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem, no lado de Sobral, da torre no alto da Serra de Maranguape. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente. ....	97
Figura 66 – Fotografias do processo de lavagem em uma cadeia de ancoragem (a) e uma de suspensão (b). ....	99
Figura 67 – Comportamento da corrente de fuga durante a lavagem para as cadeias de ancoragem (a) e de suspensão (b). ....	101
Figura 68 - Forma de onda da corrente de fuga nas cadeias de (a) ancoragem e (b) suspensão poucos minutos após a lavagem. ....	102
Figura 69 - Dependência temporal da umidade relativa e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização com picos acima de 5 mA, 10 mA e 20 mA, para a cadeia de suspensão de 230 kV. ....	103
Figura 70 - Sistema de campo com modem para transmissão de dados via satélite. ...	106
Figura 71 – Diagrama do sistema de monitoração remota da corrente de fuga, com conexão via satélite. ....	107

## **Introdução**

As linhas de transmissão de alta tensão são afetadas por diversos problemas, como por exemplo: descargas atmosféricas, queimadas em canaviais, queimadas em matagais, queda de vegetação, fatores ambientais como vendavais, vandalismo, acidentes de manutenção, acúmulo de poluição, etc. [1], [2]. Esses problemas podem provocar falhas nas linhas de transmissão. Algumas falhas são transitórias e, após os sistemas de proteção atuarem, a linha é religada e volta a sua operação normal. Já outras falhas exigem o deslocamento de equipes com maquinário adequado para realizar a devida manutenção.

As empresas de geração e distribuição de energia têm boa parte da sua lucratividade relacionada com a qualidade da prestação dos serviços, sofrendo reduções de rentabilidade em casos de desligamentos não programados de suas linhas de transmissão. Uma das principais causas dos desligamentos não programados é o acúmulo de poluentes na superfície de cadeias de isoladores.

No sistema de transmissão da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) há registros de 171 falhas provocadas pelo acúmulo de poluição nos isoladores no período de 1981 a 2003 [1], representando 5,55% do total das falhas transitórias. Porém nesse mesmo período há registros de 470 falhas de causa indeterminada que representam 15,25% do total das falhas transitórias. Já que a causa mais provável para as falhas de causa indeterminada é o acúmulo de poluentes na cadeia de isoladores, o acúmulo de poluição se tornaria o terceiro maior responsável pelas falhas transitórias do sistema de linhas de transmissão da CHESF.

Se forem consideradas apenas as linhas de transmissão operando com um potencial de 500 kV, as falhas por acúmulo de poluição representam 21,3% do total no mesmo período de 1981 a 2003, ficando atrás apenas das queimadas em canaviais. Se as falhas com causa indeterminada forem atribuídas ao acúmulo de poluição, o percentual sobe para 31,4%. Já as falhas que necessitam de manutenção específica provocadas pelo acúmulo de poluentes representam 14,81% nas linhas de 500 kV. Contudo, elas são menos frequentes, contabilizando apenas 4 de um total de 27 falhas no mesmo período.

Outro aspecto a ser considerado é a sazonalidade das falhas devidas ao acúmulo de poluição nos isoladores. Em anos de ocorrência do fenômeno *El Niño*, as falhas por acúmulo de poluição atingem uma quantidade muito elevada quando comparada aos anos sem o *El Niño*. Por exemplo, nos anos de 1983 e de 1998, as falhas transitórias por poluição totalizaram 32 e 33 falhas, respectivamente, contra uma média de aproximadamente 5 falhas devidas à poluição nos demais anos.

A alta umidade do ambiente dissocia os íons presentes na camada de poluentes sobre a superfície dos isoladores e cria uma camada condutiva. Através dessa camada condutiva flui uma corrente elétrica de fuga. A corrente de fuga causa aquecimento e evaporação em pontos específicos e por conta da evaporação surgem pequenas regiões dielétricas, denominadas de bandas secas, circundadas por regiões condutoras. A mudança abrupta de condutividade na borda de uma dada banda seca, produz separação de cargas que, devido às pequenas dimensões envolvidas, geram campos elétricos relativamente intensos.

Nas bandas secas o campo elétrico muito intenso aplicado sobre uma região do espaço pode quebrar a rigidez dielétrica do material ao redor da região. A quebra da rigidez dielétrica permite o fluxo de carga através do material ao redor da região criando uma descarga parcial.

Com o aumento do acúmulo de poluentes devido ao processo contínuo de deposição, nos momentos em que a umidade relativa for alta o suficiente, tanto a frequência quanto a intensidade das descargas parciais aumentará levando à ocorrência de uma descarga fase-terra, denominada pelo termo inglês *flashover*, causando uma ruptura na linha de transmissão [3]. Esse nome é dado porque o curto circuito é provocado por um arco voltaico (*flash*) que contorna (*over*) toda a cadeia de isoladores.

Atualmente a manutenção para a correção do problema do acúmulo de poluentes, no sistema CHESF, está baseada em observações visuais de inspetores de linha. Em pontos específicos, escolhidos com base em análises estatísticas dos registros de falhas por acúmulo de poluição, são feitas observações durante a madrugada e em noites de lua nova, pois nesses períodos ocorrem a máxima umidade e a mínima luminosidade. As descargas parciais são classificadas de acordo com a extensão do arco voltaico observado. Dependendo da classificação dada a essas descargas e da

quantidade de isoladores exibindo-as, os inspetores de linhas decidem sobre a necessidade de manutenção. No estágio atual o sistema é vulnerável, pois depende da capacidade de avaliação e da acuidade visual dos inspetores.

Quando necessária, a manutenção deve remover a camada de poluentes da superfície dos isoladores. Para isso, com os devidos cuidados, a cadeia de isoladores pode ser lavada. Porém a lavagem necessita de mão de obra especializada munida de maquinário adequado. O deslocamento de equipes e de maquinário para o local da lavagem pode levar vários dias, e nesse intervalo de tempo, podem ocorrer tanto um *flashover* quanto uma precipitação pluvial, que lavaria naturalmente a cadeia de isoladores, tornando a posterior lavagem artificial desnecessária, implicando em custo desnecessário.

Vários métodos de medição de parâmetros correlacionados ao acúmulo de poluição e de tentativas de predição de *flashovers* provocados pelo acúmulo de poluição foram propostos na literatura. Um desses métodos é a monitoração da corrente de fuga. A corrente de fuga apresenta características em seu sinal que podem ser correlacionadas com o grau de poluição depositada sobre a superfície dos isoladores e por permitir a monitoração em tempo real, apresenta vantagens quando comparada a outros métodos descritos na literatura.

Esta tese de doutorado descreve o desenvolvimento de um sistema óptico completo de sensoriamento e sua utilização em testes de laboratório e de campo para a monitoração da corrente de fuga, fluindo sobre a superfície de cadeias de isoladores em linhas de transmissão de alta tensão, como forma de inferir a probabilidade de ocorrência de *flashovers*. Mais especificamente, esta tese contempla as seguintes contribuições:

- A concepção, desenvolvimento e otimização de um sensor óptico, simples, compacto, de baixo custo e de rápida resposta para monitoração de corrente de fuga em isoladores de alta tensão;
- O emprego do sensor em experimentos de laboratório e de campo na identificação de atributos da corrente de fuga correlacionados com o grau de poluição em cadeias de isoladores.

- A concepção, desenvolvimento e otimização de um módulo eletrônico microcontrolado para registro de descargas parciais, extraídas da forma de onda da corrente de fuga em isoladores.
- A implementação de sistemas sensores em torres de 230 kV e 500 kV do sistema CHESF e uso desses sistemas sensores na monitoração da frequência de ocorrência e amplitude das descargas parciais nas cadeias de isoladores dessas torres.
- A observação, em tempo real, da corrente de fuga em isoladores durante o processo de lavagem.
- O acompanhamento dos dados fornecidos por seis sistemas sensores instalados em torres selecionadas dentro do sistema de transmissão da CHESF para estudos de correlação das atividades registradas pelos sistemas com a umidade relativa do meio.

Esta tese trata também das principais características do fenômeno de acúmulo de poluentes nas cadeias de isoladores, suas causas e conseqüências bem como as suas formas de medição, mitigação e manutenção. O Capítulo 1 descreve o processo de acúmulo de poluentes na superfície de isoladores e a formação de bandas secas bem como as formas de combate ao problema. O Capítulo 2 apresenta as formas diretas e indiretas de medição do índice de poluição depositado sobre os isoladores. No Capítulo 3 serão descritas as formas de medição da corrente de fuga mais comumente descritas na literatura, bem como as características detectadas e analisadas pelos pesquisadores até o momento. O Capítulo 4 descreve o desenvolvimento do sistema óptico sensor proposto para a medição da corrente de fuga. O Capítulo 5 apresenta os resultados dos experimentos de laboratório e de campo, apresenta a atividade das descargas parciais em isoladores em experimentos de longo prazo no campo e descreve o processo de lavagem de cadeias de isoladores mostrando o comportamento da corrente de fuga durante a lavagem e o Capítulo 6 mostra as conclusões e os trabalhos futuros sugeridos, alguns dos quais já em andamento.

No âmbito do desenvolvimento deste doutorado já foram publicados 4 artigos científicos, sendo 3 em conferências e 1 em periódico do IEEE, além de um resumo

publicado nos anais de uma conferência também do IEEE. Três outros artigos foram aceitos para publicação em periódicos do IEEE para o ano de 2009.

### **Publicações em Periódicos do IEEE:**

- Eduardo Fontana, S. Campello Oliveira, F. J. M. M. Cavalcanti, R. Bandeira Lima, J. F. Martins-Filho and E. Meneses-Pacheco, “Novel Sensor System for Leakage Current Detection on Insulator Strings of Overhead Transmission Lines”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 4, pp. 2064-2070, October 2006.
- S. Campello Oliveira, Eduardo Fontana e F. J. M. M. Cavalcanti, “Leakage Current Activity on Glass-Type Insulators of Overhead Transmission Lines in the Northeast Region of Brazil”, IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 23, no 2, pp 822-877, April 2009.
- S. Campello Oliveira e Eduardo Fontana, “Optical Detection of Partial Discharges on Insulator Strings of High Voltage Transmission Lines”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. Aceito para publicação.
- S. Campello Oliveira, Eduardo Fontana e F. J. M. M. Cavalcanti, “Real Time Monitoring of the Leakage Current of 230 kV Glass-Type Insulators During Washing”, IEEE Transactions on Power Delivery. Aceito para publicação.

### **Publicações em conferências:**

- S. Campello Oliveira, Eduardo Fontana e F. J. M. M. Cavalcanti, “Real Time Monitoring of the Leakage Current of 230 kV Glass Type Insulators Under Washing”, Proceedings of the IEEE Transmission and Distribution conference, Chicago, Illinois, USA, April 2008.
- S. Campello Oliveira e Eduardo Fontana, “Optical System for Flashover Prediction in High Voltage Transmission Lines”, Proceedings of the International Microwave and Optoelectronics Conference, Salvador, Brazil, October 2007.

- Eduardo Fontana, S. Campello Oliveira, F. J. M. M. Cavalcanti, R. Bandeira Lima, J. F. Martins-Filho and E. Meneses-Pacheco, “Novel Sensor System for Leakage Current Detection on Insulator Strings of Overhead Transmission Lines”, Proceedings of the IEEE PES Exposition and Conference, Atlanta, October 2006.
- S. Campello Oliveira, Eduardo Fontana, F. J. M. M. Cavalcanti, R. Bandeira Lima, J. F. Martins-Filho and E. Meneses-Pacheco, “Fiber-Optic Sensor System for Leakage Current Detection on Insulator Strings of Overhead Transmission Lines”, Proceedings of the International Microwave and Optoelectronics Conference, Brasília, Brazil, July 2005.

## Capítulo 1 – Descargas parciais em cadeias de isoladores

Descargas parciais ocorrem de forma confinada à vizinhança de eletrodos carregados quando a rigidez dielétrica do meio isolante que separa esses eletrodos é quebrada. O aumento progressivo de ocorrência de descargas parciais em componentes e sistemas elétricos leva a uma redução na capacidade de isolamento do material. Uma vez iniciadas, as descargas parciais provocam: o envelhecimento do material, rachaduras e erosão, redução da resistência mecânica, bem como, criam vários subprodutos químicos [4], [5]. As modificações estruturais produzidas pelas descargas parciais realimentam positivamente o processo, degradando ainda mais a isolamento dos materiais envolvidos, o que facilita o surgimento de novas descargas podendo provocar a perda total da capacidade de isolamento do material causando uma ruptura elétrica.

O tratamento matemático das descargas parciais é um problema complexo e ainda em aberto. Essa complexidade deve-se à natureza inerentemente estocástica associada ao fenômeno e à grande variedade de causas. Uma vez iniciadas as descargas parciais alteram as propriedades físicas e químicas do material ou da atmosfera vizinha, e, portanto, as propriedades materiais dos meios envolvidos são variantes no tempo [4]. Outra grande dificuldade encontrada pelos pesquisadores é a diversidade das substâncias químicas envolvidas [6], dificultando a reprodução em laboratório das situações encontradas em campo. Em alguns casos, a medição das descargas parciais se dá em ambientes com muito ruído, o que dificulta o tratamento do sinal elétrico obtido, tornando necessário o uso de filtros e de técnicas sofisticadas de análise de sinal para obter resultados satisfatórios [7]. Tantos fatores em conjunto dificultam a obtenção de um modelo matemático fechado que se aplique a todas as possíveis situações onde as descargas parciais ocorrem.

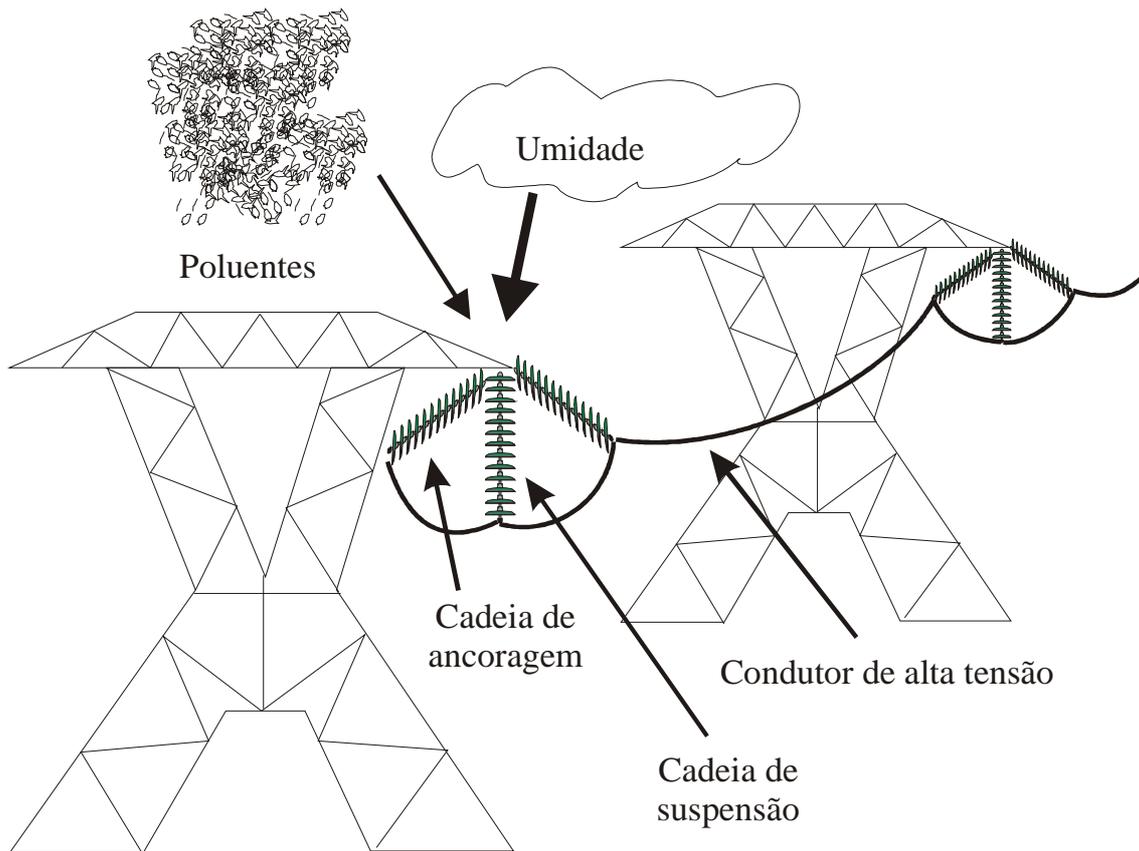
Os diversos processos que levam à formação das descargas parciais na superfície dos isoladores produzem diferentes comportamentos dos sinais a elas associados. Diversas técnicas podem ser empregadas para a análise desses comportamentos como, por exemplo: redes neurais [8], [9], [10], *wavelets* [11], [12], entre outros. Por exemplo, os padrões de fase, amplitude e frequência do sinal elétrico, referentes a descargas

parciais entre eletrodos próximos, podem ser usados para identificar características das descargas e a partir delas determinar o estágio de degradação dos materiais e/ou dos sistemas de isolamento [8].

Na geração e distribuição de energia elétrica podem ocorrer descargas parciais em diferentes pontos, como por exemplo, em cadeias de isoladores e em transformadores de potência. Nos transformadores de potência, as descargas parciais causam a degradação do óleo mineral usado como isolante, bem como geram subprodutos gasosos dissolvidos no interior desse óleo e, se nenhuma ação for executada, o ambiente pode tornar-se explosivo [13]-[15]. Dentro do óleo, as descargas parciais causam vibrações mecânicas que podem ser usadas para detectar a sua ocorrência [13], [14], bem como sinais que podem ser detectados nas terminações elétricas do transformador [15].

As linhas de transmissão têm o papel de transportar a energia elétrica gerada nas usinas para os centros consumidores. Elas são compostas por torres de sustentação, cabos, isoladores, entre outros. As torres servem para elevar o cabo do solo. Os cabos transportam a energia elétrica e estão a um potencial elétrico elevado em relação ao terra. Para sustentar esses cabos é necessária uma estrutura capaz de suportar os esforços mecânicos impostos pelo cabo e ao mesmo tempo prover o devido isolamento entre o cabo de alta tensão e a estrutura da torre que se encontra aterrada. Tal papel é exercido pelas cadeias de isoladores. Conforme ilustrado na Figura 1 as cadeias de isoladores, dependendo da sua localização em relação à torre, são denominadas cadeias de ancoragem ou cadeias de suspensão.

Um dos principais problemas enfrentados na manutenção de linhas de transmissão é o acúmulo de poluentes na superfície dos isoladores que, juntamente com uma umidade elevada, causa uma redução na capacidade de isolamento das cadeias de isoladores. Os poluentes são carregados pelo vento e se depositam sobre os isoladores de maneira estocástica dependendo de diversos fatores ambientais como: chuvas, direção e velocidade do vento, ocorrência de tempestades, localização geográfica, altitude, etc. Outros fatores como a presença humana e atividades econômicas também interferem no processo de deposição como, por exemplo: atividades industriais, atividades agropecuárias, desmatamentos, etc.



**Figura 1** – Ilustração de linha de transmissão de alta tensão exposta a poluentes e umidade.

Diversos tipos de poluentes podem causar a redução da capacidade de isolamento da cadeia de isoladores, porém dentre eles os mais nocivos são aqueles solúveis em água. Fierro-Chaves *et al* [6] investigaram os principais contaminantes encontrados nas cadeias de isoladores no México e encontraram uma proporção de cerca de 21% de poluentes solúveis e 79% de não solúveis. Dentre os solúveis os bicarbonatos, nitratos, e os sais de sódio, cloro, potássio e magnésio formam a maioria. Já os poluentes não solúveis eram constituídos de 39% de gesso di-hidratado ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), 22,6% de quartzo ( $\text{SiO}_2$ ), 10,3% de calcita bem como baixas concentrações de ferro e alumínio.

Quando expostos a um ambiente com alta umidade, os poluentes solúveis em água se dissociam em íons tornando a camada de poluentes condutiva. Através dessa camada condutiva flui uma corrente elétrica de fuga. O fluxo da corrente elétrica pela camada condutiva causa, devido ao efeito Joule, um aquecimento proporcional ao quadrado da corrente. O aquecimento evapora a umidade criando as **bandas secas** que são pequenas regiões dielétricas circundadas de regiões condutoras [16]. O campo

elétrico intenso aplicado sobre as bandas secas quebra a rigidez dielétrica do material criando uma descarga parcial.

Enquanto a camada de poluentes estiver dentro de limites aceitáveis, o surgimento das descargas parciais ocorre de maneira isolada e é pouco prejudicial ao isolamento da cadeia de isoladores como um todo. Porém à medida que a camada de poluentes torna-se maior, quando a umidade do ambiente estiver alta, muitas bandas secas surgirão provocando descargas parciais em diversos pontos da cadeia quase que simultaneamente, como exemplificado na Figura 2.

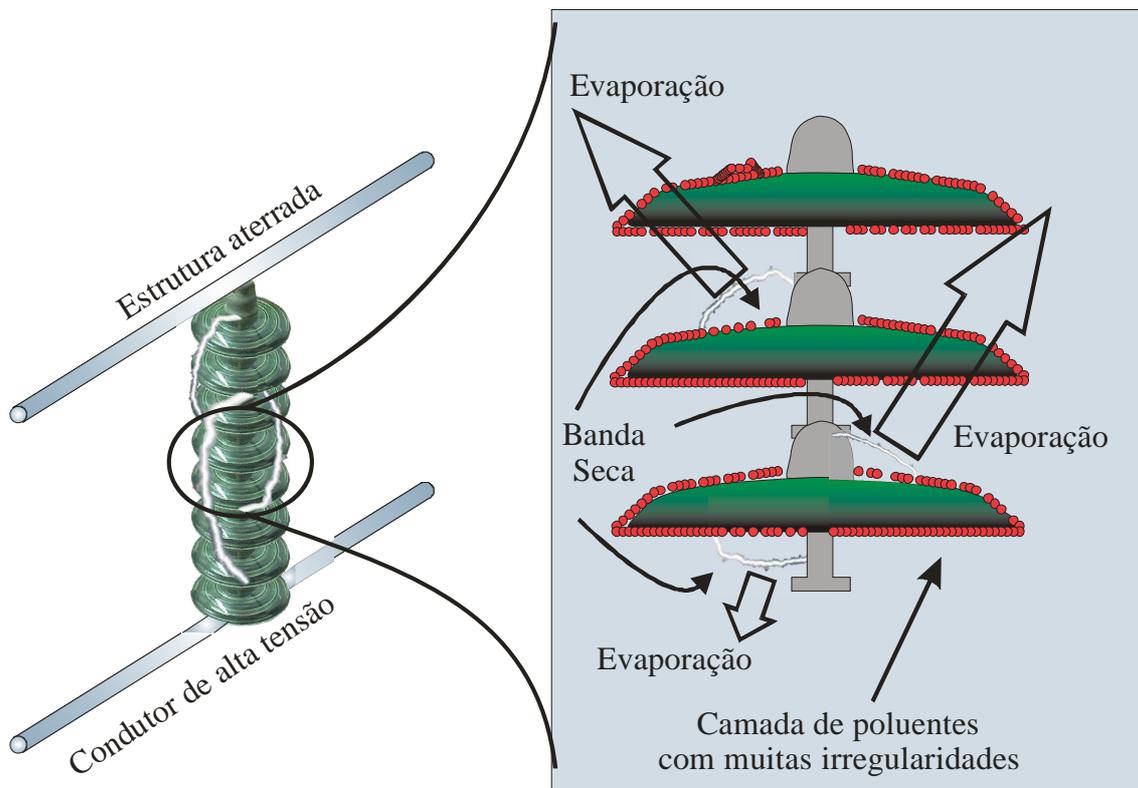


Figura 2 - Representação da formação das bandas secas e descargas parciais em cadeias de isoladores.

Se os poluentes não forem removidos, natural ou artificialmente, e a deposição evoluir, quando a umidade estiver alta, pode ocorrer um *flashover* danificando os isoladores da cadeia como ilustrado na Figura 3.

No sistema de transmissão da CHESF são utilizados isoladores de porcelana vitrificada, de vidro temperado e poliméricos. Dependendo do material e da forma, os isoladores possuem diferentes capacidades de isolação. Em 1998 cerca de 85% dos isoladores do sistema CHESF eram compostos de vidro temperado, 13% de porcelana e

apenas 2% eram de isoladores poliméricos. Atualmente os isoladores poliméricos são responsáveis por 23% das cadeias de isoladores [1], exemplificando a crescente utilização de isoladores poliméricos nos sistemas de linhas de transmissão. Contudo, devido à instalação relativamente recente de isoladores poliméricos, o seu desempenho a longo prazo ainda não é conhecido.



**Figura 3** - Cadeia de isoladores danificada por um *flashover*.

As descargas parciais nos isoladores poliméricos causam alterações físicas e químicas no polímero provocando o aparecimento de nano fissuras na superfície do polímero [17] [18]. Uma vez formadas as fissuras, as descargas parciais concentram-se nas fissuras, reforçando os efeitos térmicos, causando um alargamento da fissura e a erosão do polímero como ilustrado na Figura 4. Experimentos relatados na literatura [5], [19] confirmaram que os isoladores poliméricos sofrem desgastes provocados por descargas parciais, e que com o passar dos anos poderão ocorrer *flashovers* nesses isoladores. Em outras palavras, os isoladores poliméricos têm um desempenho superior aos demais tipos de isoladores em uso, mas eles não são uma solução definitiva, sendo ainda motivos de pesquisas [20], e também precisam ser monitorados.



**Figura 4** – Danos formados em isoladores poliméricos causados por descargas parciais (foto extraída de [5]).

## 1.1 Manutenção em cadeias de isoladores poluídas

Uma vez detectado um acúmulo excessivo de poluentes alguma ação deve ser tomada para minimizar ou eliminar o problema, caso contrário a formação de descargas parciais poderá evoluir até provocar *flashover* em alguma cadeia de isoladores da linha de transmissão. As ações de manutenção podem adaptar o projeto da linha de transmissão, visando aumentar a capacidade de isolamento das cadeias, ou remover a camada de poluentes da superfície dos isoladores [5].

Para aumentar a capacidade de isolamento de cadeias de isoladores pode-se aumentar a quantidade de isoladores, porém fatores como as proximidades do cabo ao solo e à estrutura da torre, devem ser considerados. Quando o comprimento máximo permitido para a cadeia impede a inserção de novos isoladores, pode-se optar por aumentar a distância de escoamento dos isoladores. Isso pode ser feito com o uso dos chamados isoladores anti-poluição, os quais possuem uma distância de escoamento maior que os isoladores de vidro e de porcelana convencionais.

Outra forma de aumentar a capacidade de isolamento de uma cadeia é substituí-la por isoladores poliméricos que possuam propriedades hidrofóbicas. Tais isoladores possuem melhor desempenho em relação à deposição de poluição que os isoladores de vidro e de porcelana. Porém o seu desempenho a longo prazo ainda é desconhecido.

Uma terceira alternativa para reduzir o efeito nocivo da poluição é a utilização de revestimentos que tenham propriedades hidrofóbicas e que possam ser aplicados sobre a superfície dos isoladores. Esses revestimentos são principalmente compostos de silicone e podem ser utilizados em forma de gel ou de filmes [5]. Recentemente, a utilização dos filmes tem sido mais empregada [5]. A aplicação de revestimentos é eficiente, porém requer uma manutenção constante para a remoção e re-aplicação do gel ou do filme, podendo variar de alguns meses a até vários anos, dependendo da severidade da poluição no local [5].

Quando o intuito é remover a camada de poluentes dos isoladores e não aumentar a capacidade de isolamento da cadeia, as ações de manutenção se concentram na lavagem dos isoladores. Ela pode ser feita com a linha de transmissão energizada ou não

energizada. A periodicidade das lavagens depende da severidade do acúmulo de poluição sobre os isoladores, e do clima local, pois em períodos de estações chuvosas, os isoladores serão naturalmente lavados pela ação das chuvas.

## Capítulo 2 – Medição do acúmulo de poluentes sobre a cadeia de isoladores

Diversas maneiras diretas e indiretas de medir o acúmulo de poluentes sobre a cadeia de isoladores são descritas na literatura, como por exemplo, a medição da densidade de depósito em equivalente de sal ou ESDD (*Equivalent Salt Deposit Density*), a caracterização da densidade de depósito de substâncias não solúveis ou NSDD (*Non Soluble Deposit Density*), a medição da condutividade ou resistência elétrica da superfície, além da caracterização de fenômenos físicos decorrentes das descargas parciais em cadeias poluídas, como por exemplo, a detecção de ruídos sonoros, a caracterização da emissão de calor, a detecção de radiação no espectro visível ou ultravioleta, ou de sinais de radiofrequência, bem como a medição direta da corrente de fuga. Algumas delas são descritas a seguir.

### 2.1 Medição de ESDD e NSDD

A medição da ESDD é uma das maneiras mais adotadas pelos pesquisadores para avaliar o nível de poluição acumulada sobre a cadeia de isoladores [6] [5] [21] [22]-[28]. Para a medição da ESDD, os isoladores devem ser cuidadosamente removidos e levados até um laboratório. Em seguida a camada de poluentes deve ser totalmente removida com o auxílio de: pincéis, escovas ou outros utensílios [22] [23], ou lavando o isolador com uma quantidade conhecida de água destilada [6]. A condutividade da solução resultante é medida e a partir dela, calcula-se qual concentração de sal, em  $\text{mg}/\text{cm}^3$ , seria necessária para gerar uma solução com a mesma condutividade à mesma temperatura. Como o volume de água utilizada é conhecido, a massa, em mg, de NaCl também é conhecida. A ESDD, em  $\text{mg}/\text{cm}^2$ , é obtida dividindo-se a quantidade de NaCl pela área do isolador de onde os poluentes foram removidos. A partir da ESDD é possível estimar a severidade da poluição sobre a cadeia de isoladores [28].

A medição da ESDD é uma técnica relativamente cara, pois exige que os isoladores sejam removidos do campo e transportados, sob condições especiais, até um local onde possam ser lavados e onde se possa medir a condutividade da solução obtida. A remoção de uma cadeia de isoladores de uma linha de transmissão é uma tarefa relativamente corriqueira, porém pelo fato de ser uma operação dispendiosa ela é geralmente realizada apenas quando a cadeia de isoladores se apresenta com a sua capacidade de isolamento comprometida.

Uma forma de evitar a remoção de uma cadeia de isoladores da linha de transmissão é a utilização de uma cadeia testemunha. Esta é montada com a mesma quantidade de isoladores e orientação espacial que as cadeias em uso. A medição da ESDD na cadeia testemunha dá uma aproximação da quantidade dos poluentes depositados sobre a cadeia em uso. Porém o campo elétrico gera forças elétricas de atração, influenciando na aderência dos poluentes à cadeia, ou seja, o acúmulo de poluentes em uma cadeia testemunha não energizada seria diferente da cadeia em uso. Pode-se fazer uma derivação na linha de transmissão e manter a cadeia testemunha energizada com o mesmo potencial elétrico, porém o processo de instalação dessa cadeia se tornaria mais custoso, assim como a sua remoção, além de incluir mais uma cadeia de isoladores, que sofreria dos mesmos problemas de acúmulo de poluentes, vandalismo, entre outros, aumentando a probabilidade de ocorrência de falhas no sistema.

É possível reduzir os problemas associados à medição da ESDD, por meio da utilização de redes neurais para, a partir de fatores atmosféricos, estimar a ESDD [22], [27]. Ahmad *et al.* [22], utilizaram uma rede neural artificial para inferir a ESDD de uma cadeia a partir da medição dos fatores ambientais mais influentes no depósito dos poluentes sobre a superfície dos isoladores: temperatura (T), umidade (H), pressão (P), quantidade de chuva (R) e velocidade do vento (WV). A partir desses fatores a rede neural gerou como modelo uma função do tipo  $ESDD = f(T, H, R, P, WV)$ . Os resultados de ESDD obtidos pela rede neural apresentaram um erro absoluto médio de 3,6% em relação aos valores de ESDD medidos em laboratório. A estratégia utilizada necessita que vários sensores sejam instalados na região próxima da cadeia em observação. Como a ESDD não é medida diretamente, resultados inconsistentes podem ser obtidos caso alguma nova fonte de poluição seja adicionada ou removida, como por exemplo, a

abertura ou o fechamento de indústrias próximas da linha de transmissão sob monitoração.

Apesar de ser largamente adotada como medida de referência para a severidade do acúmulo de poluição, a ESDD por si só não é suficiente para se prever a iminência da ocorrência de *flashover*, pois outros tipos de poluentes não solúveis em água interferem na capacidade de isolação da cadeia de isoladores e aumentam a probabilidade de ocorrência de *flashovers* [6] [5] [21] [26].

Para caracterizar a quantidade de poluentes não solúveis depositados sobre a superfície dos isoladores, os pesquisadores utilizam a densidade de depósito de substâncias não solúveis, NSDD. A medição da NSDD serve como um complemento à ESDD para a caracterização da concentração de poluentes na cadeia.

Uma forma de medir a NSDD, após a medição da condutividade da solução, pode ser obtida pela filtragem da solução com um filtro de papel. A diferença de peso do filtro antes e depois do processo é a massa dos poluentes não solúveis. A massa dividida pela área lavada do isolador é a NSDD, em  $\text{mg}/\text{cm}^2$ .

## **2.2 Medição da Resistência de Superfície**

Uma forma indireta de medir a quantidade de poluentes depositados sobre a superfície de um isolador é medir a resistência elétrica da sua superfície. Quanto maior for a quantidade de poluentes depositada sobre o isolador, menor será a resistência elétrica da sua superfície. A técnica consiste basicamente em aplicar uma tensão baixa sobre o isolador ou sobre parte de sua superfície e medir a corrente elétrica fluindo através dela. Porém a resistência da superfície depende não só da quantidade e tipo de poluentes, mas também da temperatura e da umidade. Diversos procedimentos foram propostos na literatura para a medição da resistência de superfície, mas todos têm um objetivo em comum que é buscar um valor limite, tal que, qualquer resultado abaixo dele, deve ser interpretado como alta probabilidade de ruptura da linha de transmissão.

Fierro Chaves *et al* [6] utilizaram dois métodos para medir a resistência de superfície. No primeiro deles, os autores aplicaram uma tensão alternada de 127 V<sub>CA</sub>, e mediram periodicamente a resistência da superfície dos isoladores, sem remover os poluentes entre as medições. Dessa maneira, eles puderam verificar a forma como os poluentes se acumularam ao longo do tempo. No segundo método, o isolador foi colocado dentro de uma câmara de poluição e artificialmente umedecido. A resistência de superfície foi medida como função da umidade gerada. Com o segundo método pode-se estimar qual a resistência do isolador quando ele estiver submetido a condições severas de umidade. Um valor de resistência de superfície abaixo de 100 kΩ representa uma alta probabilidade de ocorrência de *flashover* [21].

Iwai *et al.* [23] desenvolveram um instrumento de medição, com formato semelhante ao de um isolador. Ele é capaz de controlar a temperatura e a umidade da superfície e possui vários pontos de amostragem distribuídos ao longo dela, objetivando medir a sua resistência média. O instrumento foi instalado próximo à cadeia de isoladores da qual se queria medir a quantidade de poluentes depositados. Para simular o efeito que os outros isoladores da mesma cadeia têm sobre a distribuição dos poluentes, o instrumento foi instalado sobre outro isolador. No momento da medição, a temperatura dos eletrodos e da superfície em torno deles foi reduzida, para provocar a condensação da umidade do ar sobre a região de medição para umedecer ao máximo a superfície poluída. Em seguida, uma tensão de 8 V<sub>CC</sub> foi aplicada sobre eletrodos e a corrente elétrica foi monitorada. A temperatura continuou a ser reduzida até que ocorresse uma saturação na corrente elétrica fluindo entre os eletrodos, nesse momento a resistência foi calculada. As unidades de sensoriamento foram distribuídas preferencialmente ao longo da parte inferior do disco do isolador e foi demonstrado que cerca de 70% do acúmulo de contaminação estava concentrada entre a segunda e terceira nervuras do isolador [23].

Matsuo *et al.* [24] em experimentos realizados com umidade controlada e com a aplicação de 30 V<sub>CA</sub>, entre eletrodos situados na superfície dos isoladores, estabeleceram uma correlação entre a ESDD e impedância da superfície

$$Z = 0,033X^{-2,45}, \quad (2.1)$$

expressa em kΩ, com X representando a ESDD em mg/cm<sup>2</sup>.

Na medição da resistência de superfície, da mesma forma que para a medição da ESDD e da NSDD, os isoladores têm que ser removidos da cadeia e transportados, com o devido cuidado, até um laboratório. Logo, as mesmas desvantagens da medição da ESDD se aplicam à medição da resistência de superfície. Além dessas desvantagens, a resistência da superfície é fortemente dependente da umidade. Assim, técnicas de umedecimento artificial têm que ser utilizadas tornando a medição dependente da capacidade em gerar umidade de maneira uniforme nas câmaras de poluição.

### **2.3 Detecção de emissões luminosas e sonoras**

A ocorrência das descargas elétricas envolve vários fenômenos físicos e químicos como: aquecimento da superfície, ionização, quebra da rigidez dielétrica, entre outros. Como consequência desses fenômenos, as descargas elétricas provocam a emissão de som e de radiação eletromagnética numa larga faixa dos espectros. No espectro eletromagnético as descargas elétricas emitem radiação desde radiofrequência até o ultravioleta, passando pelo infravermelho e visível [29], [30].

O aquecimento da camada de poluentes devido ao efeito Joule atinge temperaturas entre 60 e 80° C aumentando as emissões na faixa do infravermelho [29]. Utilizando uma câmara térmica é possível encontrar os pontos de maior circulação de corrente, bem como os pontos onde serão formadas as bandas secas. Além disso, a quebra da rigidez dielétrica dos materiais gera um elevado aquecimento, chegando a até 2000° C [29], o que gera radiação visível que pode ser visualizada diretamente por inspetores de linha para análise da severidade das descargas parciais. Atualmente a observação das emissões no infravermelho e no visível está entre as principais técnicas empregadas pela CHESF para a monitoração do estado de contaminação das cadeias [1].

Observando os registros das rupturas das linhas de transmissão é possível detectar pontos críticos onde ocorreram a maioria das falhas por poluição em todo o sistema CHESF, bem como a sazonalidade dessas falhas. Nas estações secas, a monitoração é feita da seguinte forma: inspetores de linha deslocam-se até os pontos

críticos, munidos de termo-higrômetros e binóculos. Para que ocorram descargas parciais, é necessário que a umidade relativa do ar esteja alta, acima de 70%. Por estar situada em uma região tropical, e em muitos casos em regiões semi-áridas, a umidade em torno das linhas de transmissão da CHESF só costuma atingir valores altos durante a madrugada. É nesse horário, portanto, que os inspetores monitoram as linhas de transmissão para detectar a presença de descargas parciais. Outro fator importante é a luminosidade do local. Outras fontes de luz podem ofuscar a visualização das descargas por parte dos inspetores. Por isso, os momentos ideais para as inspeções são as madrugadas próximas da noite de lua nova.

Através dos binóculos, os inspetores observam as descargas parciais e registram qual a quantidade de isoladores na cadeia que apresenta descargas parciais, bem como qual a extensão das descargas. Como não é possível observar a parte superior dos isoladores, a menos que os inspetores subam na estrutura da torre, o que é arriscado devido à alta atividade elétrica e pouca luminosidade, eles classificam apenas as descargas parciais que ocorrem na parte inferior dos isoladores nas seguintes categorias: pino – n1, pino – n2, pino – n3 e pino – borda, para descargas que se iniciam no pino metálico do isolador e terminam na primeira, segunda ou terceira nervuras e na borda do isolador, respectivamente. Essa classificação pode ser alterada dependendo da forma e da quantidade de nervuras que o isolador possua.

As descargas parciais também geram radiação na faixa do ultravioleta [29]. As emissões ultravioletas podem ser detectadas e quando as imagens feitas no ultravioleta são sobrepostas às imagens feitas com uma câmara de vídeo normal, as localizações espaciais das emissões podem ser determinadas e pode-se fazer uma correlação entre a radiação detectada e a presença das descargas elétricas. Contudo o custo de uma câmara ultravioleta chega a aproximadamente U\$ 100.000,00 [31]. Além do custo elevado, com a utilização de câmaras UV, assim como na observação direta ou com câmaras térmicas, inspetores precisam deslocar-se até o local em momentos em que a umidade relativa do ar esteja alta. Caso a inspeção seja feita com baixa umidade nenhuma atividade será detectada e não é possível realizar uma observação continuada da evolução da deposição de poluição ou da atividade das descargas parciais.

Por fim, as descargas parciais provocam uma elevada geração de ruído sonoro em uma larga faixa do espectro audível, bem como na faixa do ultra-som. Técnicas de

processamento de sinal podem ser utilizadas para a identificação de padrões sonoros relacionados às descargas elétricas para a identificação do fenômeno. Conjuntamente com a detecção de outros fenômenos relacionados com a presença de descargas elétricas, e com o emprego de redes neurais e técnicas de reconhecimento de padrão baseadas em transformadas de Fourier e *Wavelets* é possível se inferir sobre a capacidade de isolamento das cadeias [10], [11], [12].

Outra forma de medição indireta dos efeitos da camada de poluentes depositada sobre os isoladores é a monitoração da corrente de fuga que flui sobre a superfície dos isoladores. Analisando o sinal dessa corrente elétrica juntamente com a medição da umidade, é possível, dependendo do tipo de sensor utilizado, identificar breves surtos de corrente relacionados às descargas parciais que podem ser utilizados para avaliar a severidade da contaminação. Como a monitoração da corrente de fuga foi a técnica utilizada neste trabalho, ela será descrita com mais detalhes nos próximos capítulos desta tese.

## **Capítulo 3 – Medição e características da corrente de fuga em cadeias de isoladores**

A monitoração da corrente de fuga como forma de avaliar a redução na isolação da cadeia de isoladores provocada pelo acúmulo de poluição permite a medição em tempo real, evita a remoção dos isoladores, permite a monitoração contínua, possibilitando o estudo da dinâmica de deposição dos poluentes ao longo do tempo, permite a utilização de sensores passivos e dispensa o uso de isoladores testemunha. Essa técnica é, portanto, um método promissor para detectar reduções na eficiência da isolação, provocadas pelo acúmulo de poluentes sobre a cadeia de isoladores. Já que a amplitude da corrente de fuga é também influenciada pela umidade do ambiente, para analisar e extrair informações a partir do seu sinal é preciso monitorar também o nível de umidade local.

### ***3.1 Formas de medição mais comuns da corrente de fuga***

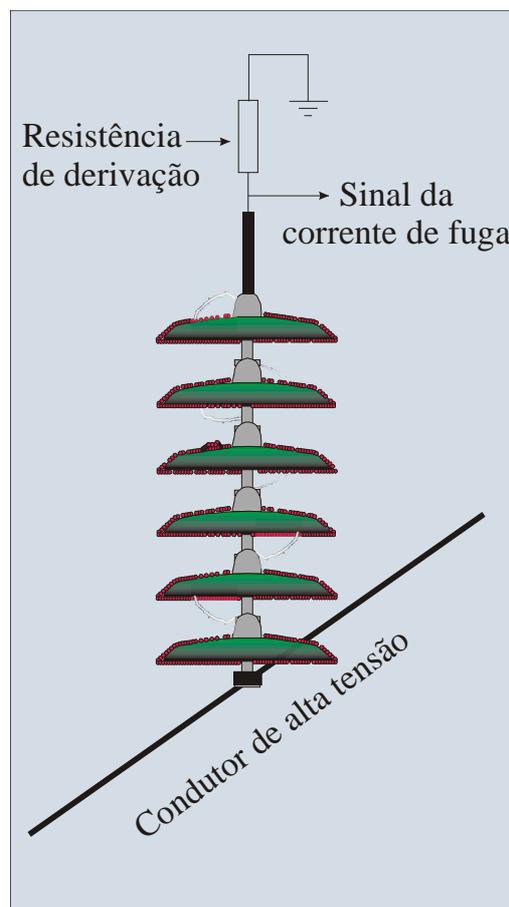
Para a detecção da corrente de fuga, a maioria dos pesquisadores utiliza resistências de derivação e transformadores. Na Figura 5 está ilustrada uma das configurações utilizadas para a monitoração, utilizando resistência de derivação [32]. Nessa configuração, um resistor é ligado em série com a cadeia de isoladores. Conhecendo o valor da resistência é possível obter o sinal da corrente elétrica de fuga a partir da monitoração da tensão entre os terminais do resistor. O valor da resistência pode ser ajustado de acordo com a sensibilidade desejada no experimento. Uma vez que a conexão entre o resistor e o circuito de medição é feita com fios metálicos, medidas de proteção são necessárias para garantir a integridade dos instrumentos e segurança aos operadores durante a realização dos experimentos.

Nos experimentos de laboratório normalmente são utilizadas câmaras de poluição com controle da umidade objetivando simular a umidade do ambiente ao redor

dos isoladores em operação no campo. Basicamente, esses experimentos tentam reproduzir quatro casos de operação:

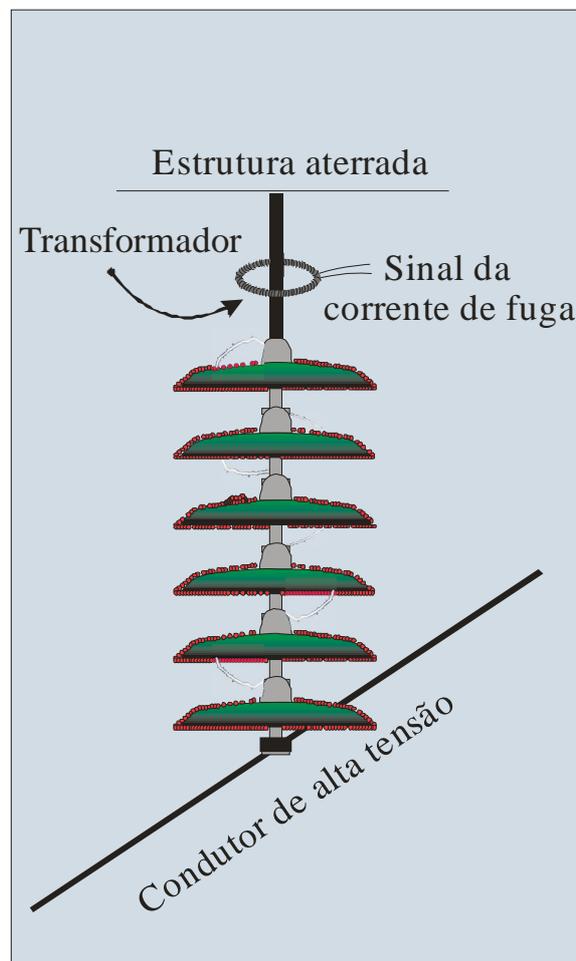
1. isoladores limpos com névoa limpa,
2. isoladores contaminados com névoa limpa,
3. isoladores limpos com névoa salina,
4. isoladores contaminados e névoa salina.

Para os experimentos com isoladores contaminados, podem ser utilizados isoladores previamente contaminados em campo, removidos diretamente de cadeias que estavam em operação em linhas de transmissão, ou isoladores contaminados artificialmente. Para poluir artificialmente um isolador pode-se imergi-lo em uma solução de NaCl, ou de uma combinação de sais, em água, com concentração conhecida, durante algum tempo.



**Figura 5** – Ilustração da medição de corrente de fuga com resistência de derivação.

Na Figura 6 está ilustrada a configuração para a medição da corrente de fuga utilizando um transformador. A corrente de fuga induz uma corrente elétrica proporcional a ela no secundário do transformador [33]. Um problema que pode ocorrer com esse procedimento é a geração de ruído eletromagnético devido ao campo magnético induzido no transformador pelo campo elétrico variante no tempo enlaçado pelo anel, gerado pela própria linha de transmissão energizada. Além disso, a monitoração da corrente de fuga com um par de fios metálicos conectados entre o transformador e o circuito de medição, assim como com resistências de derivação, não provê isolamento elétrico e também necessita de medidas de proteção para a realização dos experimentos.

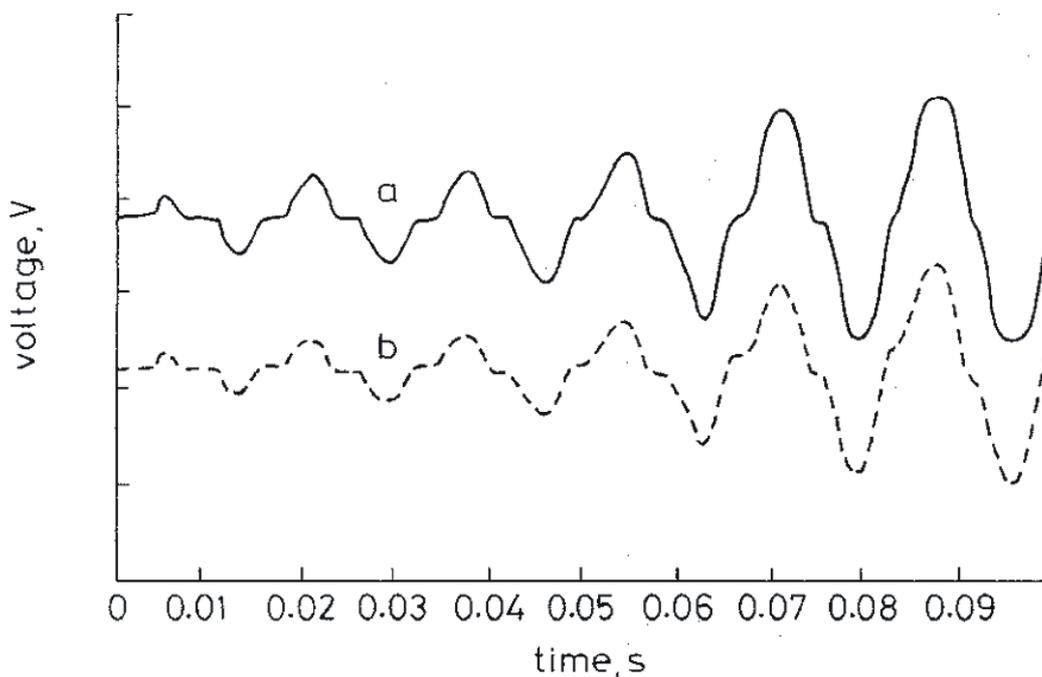


**Figura 6** – Ilustração da monitoração da corrente de fuga com transformador.

### 3.2 Características do sinal da corrente de fuga

Uma vez detectado e adquirido, o sinal da corrente de fuga deve ser analisado. Diversos fenômenos estão envolvidos na formação da corrente de fuga. Por isso o seu sinal elétrico possui diversas componentes e, portanto, técnicas de análise de sinal precisam ser utilizadas para extrair informações sobre o risco de ocorrência de *flashovers* na linha de transmissão.

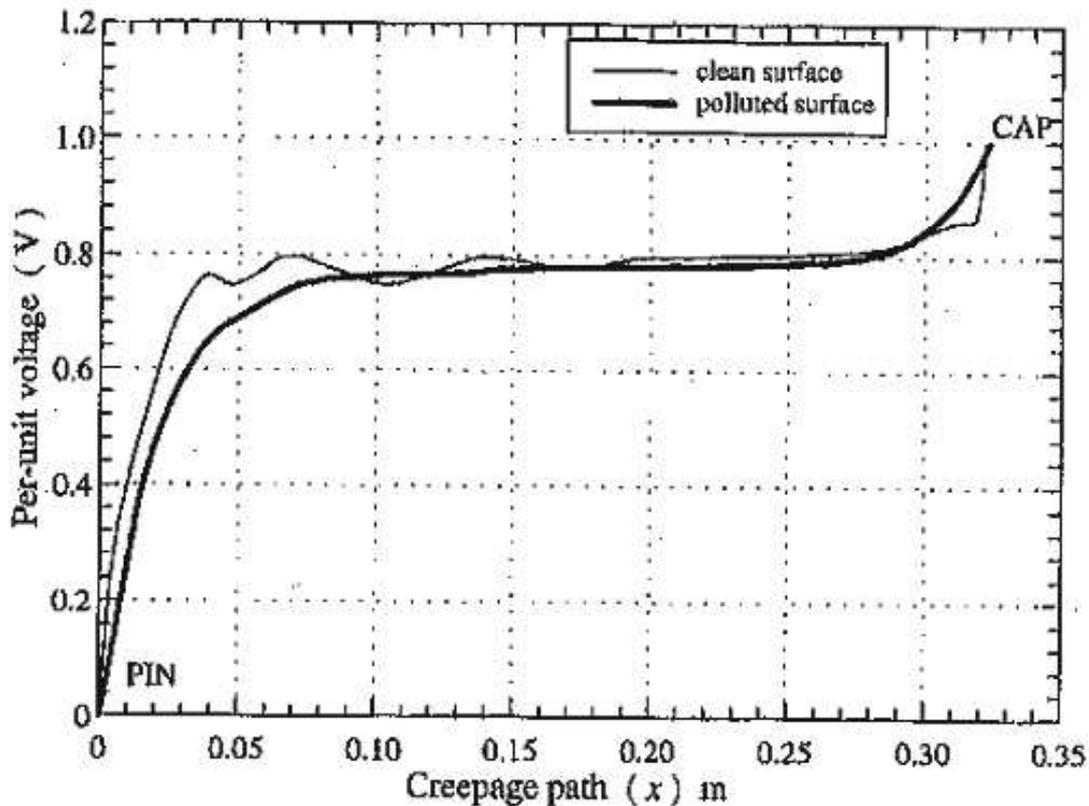
Fierro-Chaves *et al.* [6] utilizaram 2 métodos para medir a corrente de fuga: com resistência de derivação e com transformador. As formas de onda obtidas com os dois métodos foram semelhantes como ilustrado na Figura 7. A forma de onda detectada apresenta uma distorção próxima ao cruzamento com o zero. Essa mesma distorção também foi detectada em outros trabalhos publicados na literatura [34], [35].



**Figura 7** – Formas de onda medidas com resistência de derivação (a) e com transformador (b) obtidas por Fierro Chaves *et al* (extraída de [6]).

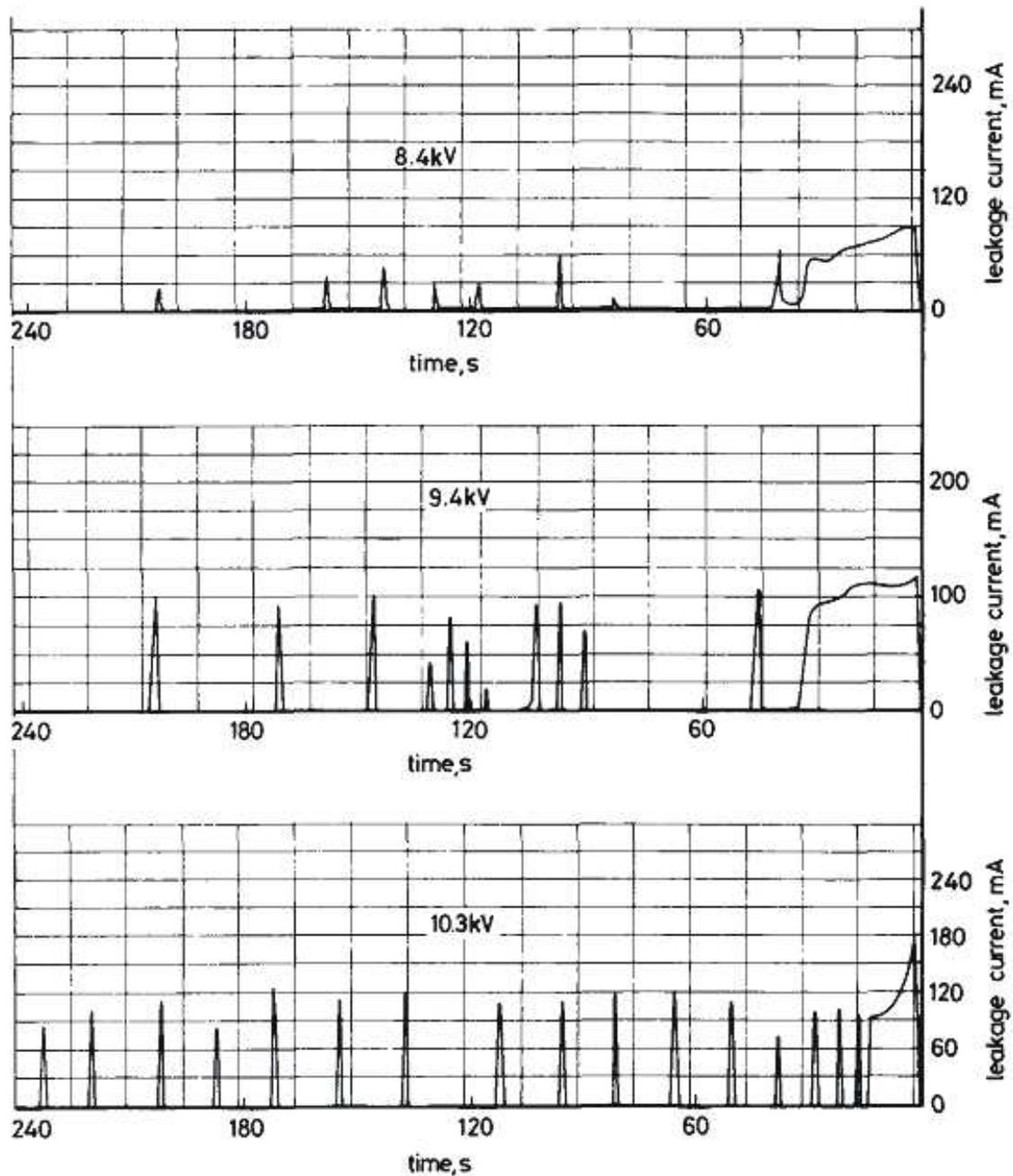
Silva *et al.* [36] analisaram os principais componentes da camada de poluição depositada sobre a superfície de isoladores de vidro de linhas de transmissão situadas a 50 km da costa. Foram encontrados metais como: Ca, Ti, Fe, Zn, K, Al, Mn, Cu e Pb, e não metais como: O, Si, S e C. Os poluentes metálicos podem formar sais com facilidade e, portanto, criar uma camada predominantemente iônica na presença de umidade. Também se observou que os poluentes acumulavam-se com maior intensidade a sotavento, a parte protegida do vento, e, sobretudo, quando a parte protegida era a face inferior do isolador onde ficam as nervuras.

Williams *et al.* [32] fizeram um estudo, utilizando o método dos elementos finitos, para determinar o comportamento do campo elétrico nas proximidades do isolador. Para isso, duas situações foram consideradas: isolador limpo e isolador poluído com uma camada de poluentes de 0,5 mm de espessura. A Figura 8 mostra os resultados das simulações para o potencial ao longo do caminho da superfície de escoamento do isolador. Como pode ser aí observado, cerca de 75% da queda de potencial está concentrada entre o pino e a primeira nervura, que corresponde a menos de 20% da distância total de escoamento, enquanto que outros 10% da queda de potencial se concentram próximo à campânula do isolador, em uma região inferior a 10% da distância de escoamento do isolador, deixando os restantes 15% da queda de potencial para os 70% da distância de escoamento restante.



**Figura 8** – Queda de potencial ao longo da distância de escoamento para um isolador de porcelana (extraída de [32]).

A Figura 9 mostra a evolução do sinal da corrente de fuga ao longo do tempo para um isolador contaminado com uma camada de poluentes com  $22 \mu\text{S}$  de condutância, submetido a três níveis de tensão correspondentes a 70, 80 e 90% da tensão de ruptura do isolador. Pode-se perceber nessa figura, que inicialmente a corrente de fuga atinge níveis elevados pois a camada de poluentes totalmente molhada apresenta uma alta condutância. Com o passar do tempo e com a circulação da corrente, a camada de poluentes aquece e começa a secar, provocando uma queda na amplitude da corrente de fuga. Passado mais algum tempo surgem as bandas secas e as descargas parciais, detectadas como surtos nos sinais da corrente de fuga mostrados na Figura 9.



**Figura 9** – Comportamento da corrente de fuga ao longo do tempo para um isolador cerâmico exposto a um ambiente com 100% de umidade relativa submetido a potenciais de 8,4; 9,4 e 10,3 kV (extraída de [37]).

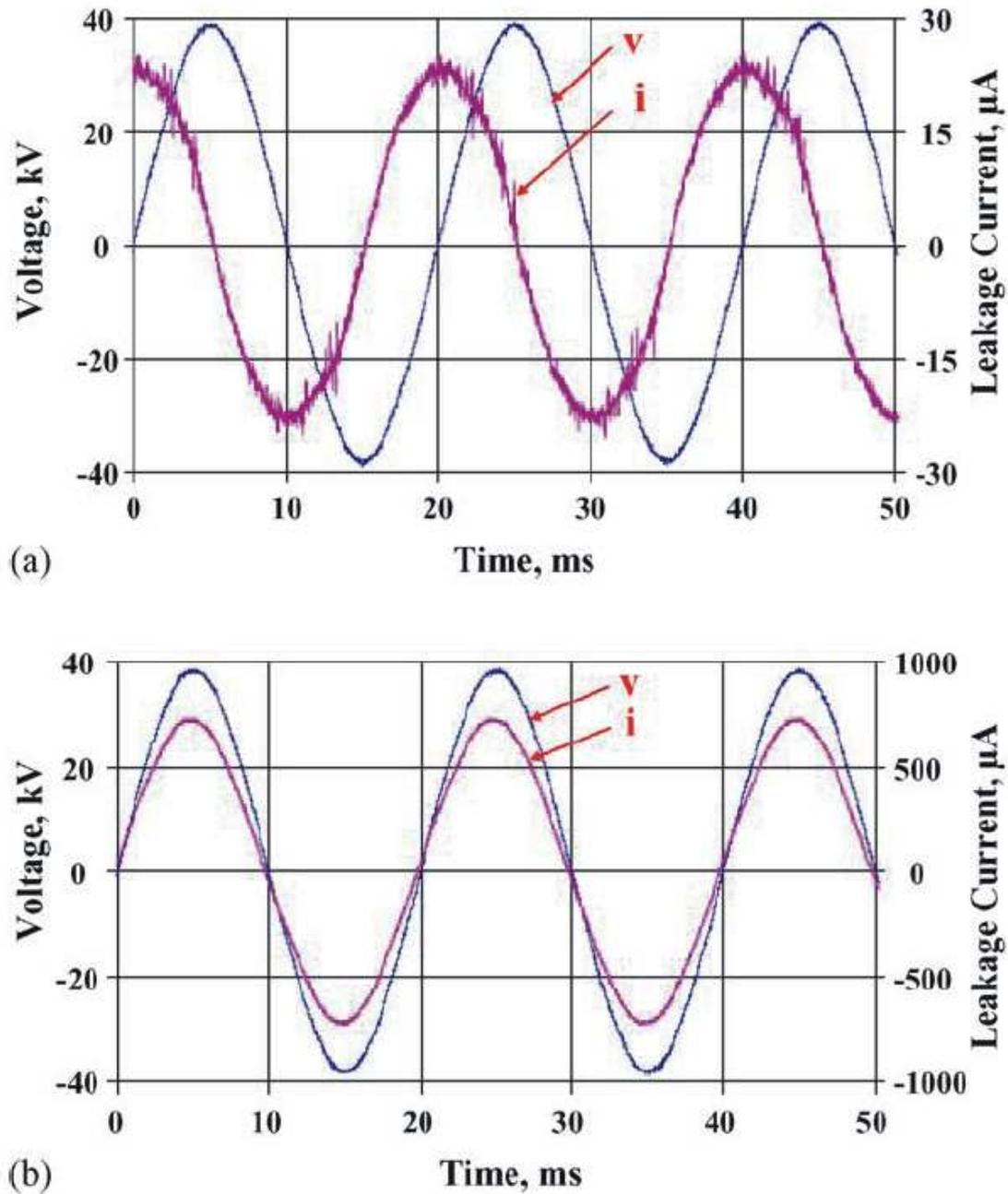
Suda [38] investigou a forma de onda e o espectro do sinal da corrente de fuga numa cadeia com 5 isoladores submetida a um potencial de 40 kV<sub>rms</sub> e 50 Hz de frequência. O sinal da corrente de fuga foi captado por um transformador, amplificado e inserido em um analisador de espectro. O potencial e a umidade foram mantidos constantes por 60 minutos ou até que o *flashover* ocorresse.

O comportamento espectral da corrente de fuga foi investigado até 400 kHz, mas só foram observadas variações significativas até a frequência de 1 kHz [38]. Quando surgiram as bandas secas, as intensidades dos harmônicos ímpares entre 50 e 350 Hz aumentaram [38]. Em vários experimentos foi possível detectar a ocorrência de *flashover* a partir da observação da intensidade da corrente de fuga, bem como, da observação dos harmônicos ímpares da distribuição espectral do sinal [38], [39]. A observação do terceiro harmônico como forma de predição de *flashover* também foi relatado em [40].

Metwally *et al.* [41] testaram o desempenho de isoladores cerâmicos poliméricos e cerâmicos com extensores de escoamento. Dois tipos de extensores de escoamento foram testados: WACEs (*Wraparound Creepage Extenders*), ou seja, extensores que envolvem o isolador aumentando o seu diâmetro e também adicionando revestimentos hidrofóbicos e os HSCEs (*Heat Shrinkable Creepage Extenders*), ou seja, revestimentos colocados ao redor dos isoladores e que em seguida são aquecidos e colapsam aderindo aos isoladores. Os testes foram conduzidos dentro de uma câmara de poluição, a corrente de fuga foi captada através de uma resistência de 10 k $\Omega$  em série com a cadeia, e a tensão foi detectada por um divisor capacitivo.

As Figuras 10 (a) e 11 (a) mostram que quando os isoladores estão limpos e secos, mesmo sendo constituídos de materiais diferentes, a corrente de fuga está adiantada de 90° em relação ao sinal de tensão. Isso evidencia que a corrente de fuga, nessas condições, é essencialmente capacitiva. Os níveis de corrente detectados foram extremamente baixos, próximos de 20  $\mu$ A [41].

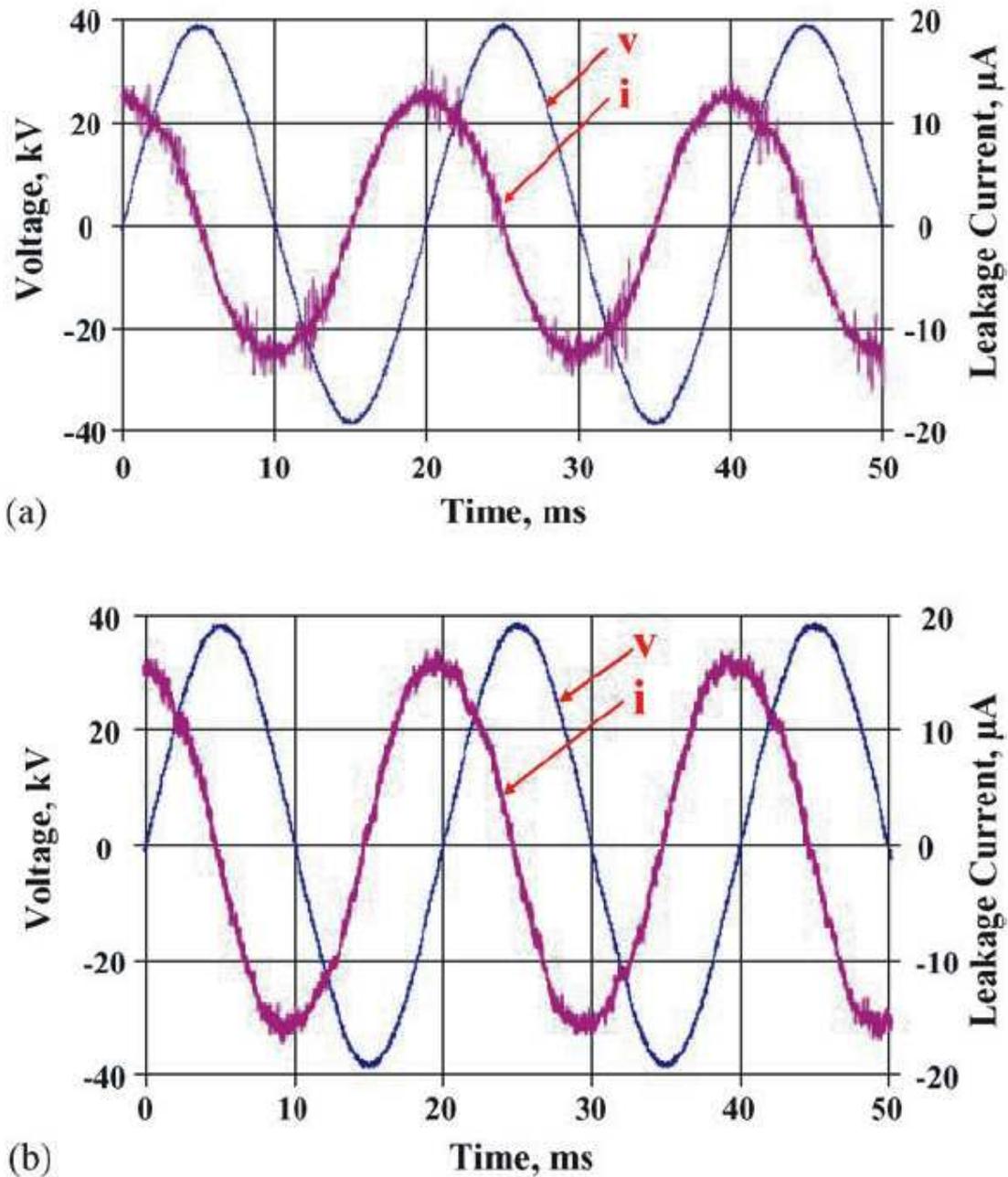
Quando o isolador de porcelana foi exposto a um ambiente com 100% de umidade relativa, uma fina camada de água formou-se sobre a sua superfície, criando uma camada condutiva. Essa camada condutiva mudou as características da corrente de fuga. Como pode ser visto na Figura 10 (b), a corrente de fuga tornou-se pelo menos 50 vezes maior do que quando o isolador estava seco e ficou praticamente em fase com a tensão [41].



**Figura 10** – Formas de onda de tensão e corrente para a cadeia de isoladores de porcelana: (a) limpa e seca, e (b) limpa e umedecida (extraída de [41]).

A Figura 11 mostra as formas de onda de tensão e corrente para um isolador polimérico de borracha de silicone (SiR) limpo e seco (a) e limpo e úmido (b). Os níveis de corrente apresentados por esse isolador, quando ele se encontrava limpo e seco, não foram muito diferentes dos apresentados pelo isolador de porcelana nas mesmas condições. Porém quando o isolador foi umedecido, a hidrofobicidade da sua superfície impediu a formação de uma camada contínua de água, e a corrente manteve-se

essencialmente capacitiva variando muito pouco de intensidade, em relação ao caso seco, conforme ilustrado na Figura 11 (b) [41].

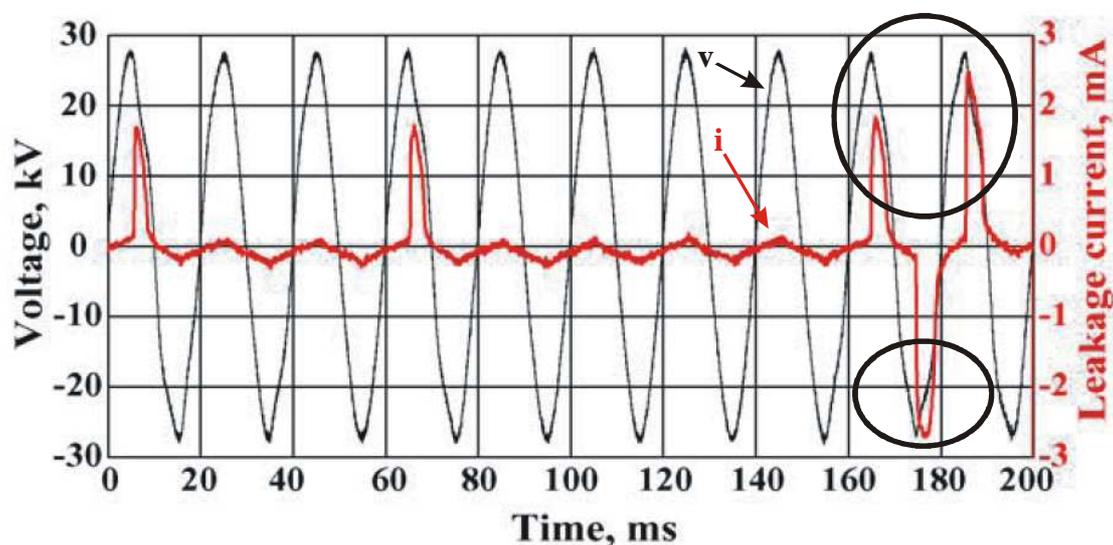


**Figura 11** – Formas de onda de tensão e corrente para uma cadeia de isoladores poliméricos de borracha de silicone (SiR): limpa e seca (a), e limpa e umedecida (b) (extraída de [41]).

As amostras poluídas dos tipos de isoladores experimentados por [41] foram submetidos a uma tensão de 19,05 kV<sub>rms</sub> e expostos a uma umidade constante durante 30 minutos até que a corrente de fuga atingisse o regime estacionário. Com a presença dos poluentes, houve a formação de bandas secas e conseqüentemente de descargas

parciais. Essas descargas provocaram o surgimento de pulsos intermitentes com duração aproximada de meio ciclo no sinal da corrente de fuga.

A Figura 12 mostra a forma de onda da corrente de fuga para um isolador polimérico de borracha de silicone poluído. O sinal da corrente de fuga mostrado na Figura 12 possui um formato aproximadamente senoidal de baixa intensidade com pulsos de corrente intermitentes. Observando a intensidade do pulso mais intenso, e comparando com a intensidade do sinal da corrente de fuga para o isolador limpo e úmido, pode-se perceber que o sinal aumentou pelo menos 100 vezes, e que a corrente senoidal manteve sua intensidade praticamente constante. O sinal da corrente de fuga apresentou um comportamento ligeiramente triangular, um efeito também observado por Suda [38]. Porém a Figura 12 mostra que o sinal de tensão possui algumas distorções tornando os extremos da senóide mais afilados. Na Figura 12 estão destacados os semiciclos que exibiram as distorções mais visíveis no sinal de tensão. Essas distorções na tensão provocam novas distorções na corrente de fuga, o que dificulta a análise dos resultados obtidos.



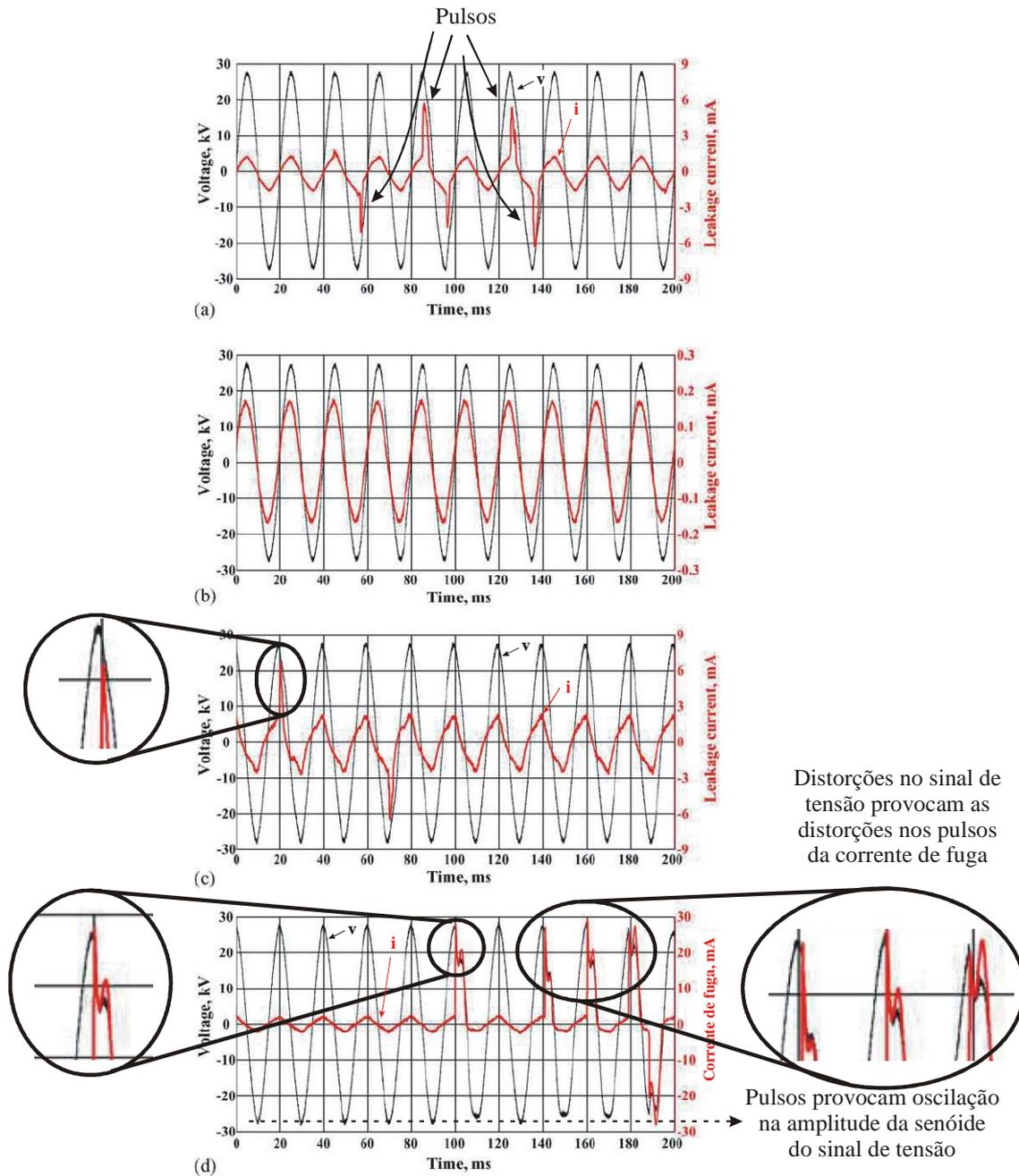
**Figura 12** – Sinais de tensão e corrente de fuga para um isolador polimérico de borracha de silicone poluído submetido a tensão  $19,05\text{kV}_{\text{rms}}$  (extraída de [41]).

Dentre os isoladores de porcelana investigados [41], os resultados mostraram que a adição dos extensores de escoamento melhora bastante o desempenho do isolador. Na Figura 13 estão reproduzidos os resultados para um isolador de porcelana sem extensores de escoamento (a) e com 3 HSCEs (b) [41]. Vários pulsos com amplitude

máxima de aproximadamente 6 mA estão presentes no sinal da corrente de fuga para o isolador de porcelana sem os extensores. Quando foram acrescentados os extensores de escoamento não apareceram pulsos no sinal da corrente de fuga e a amplitude da corrente diminuiu.

As Figura 13 (c) e (d) mostram os sinais de corrente e tensão para um isolador de porcelana com 2 HSCEs e 2 WACEs, respectivamente. Mesmo com 2 extensores de escoamento do tipo HSCE, o isolador exibiu níveis mais elevados de corrente de fuga. O sinal de base da corrente apresentou uma amplitude próxima dos 3 mA e seu formato se assemelhou ao de uma senóide. Os pulsos de corrente atingiram aproximadamente 6 mA, e como pode ser observado na parte ampliada da Figura 13 (c), quando ocorrem pulsos na corrente de fuga, o sinal de tensão tem distorção, apresentando um formato mais triangular [41]. Quando foram adicionados 2 extensores do tipo WACE, a corrente de fuga apresentou valores de pico de até 25 mA, aproximadamente. Nas partes ampliadas da Figura 13 (d) as distorções no sinal da tensão podem ser percebidas com mais clareza. Quando a corrente de fuga atinge valores mais elevados, o sinal de tensão é atenuado, o que impede a continuidade do crescimento do pulso de corrente, e em seguida os dois sinais apresentam o mesmo comportamento. Isso se deve, provavelmente, a limitações de potência da fonte de tensão. Essa distorção no sinal de corrente dificulta a análise das intensidades dos pulsos da corrente de fuga nos experimentos de laboratório, bem como a análise das formas de onda, já que a presença dos pulsos no sinal da corrente de fuga provoca distorções no semiciclo seguinte.

No trabalho realizado por Metwally *et al.* [41] a corrente de fuga só apresentou pulsos quando os isoladores estavam poluídos. A amplitude da componente senoidal, mesmo com algumas distorções, manteve-se sempre abaixo dos 3 mA e os pulsos de corrente estavam sempre sincronizados com os instantes de ocorrência dos extremos do sinal de tensão.



**Figura 13** – Sinais de tensão e corrente de fuga para isoladores: (a) de porcelana, (b) de porcelana com 3 HSCs, (c) de porcelana com 2 HSCs e (d) de porcelana com 2 WACs (extraída de [41]).

Sabe-se que alguns fatores que afetam a corrente de fuga em cadeias de isoladores são a tensão aplicada, o grau de poluição, os tipos de poluentes, a umidade relativa, o material constituinte do isolador, a distância de escoamento, etc. A dependência com tantos parâmetros torna difícil a reprodução em laboratório das condições encontradas em campo para a monitoração e estudo das características da corrente de fuga. Algumas distorções observadas no sinal da corrente de fuga foram um

aplainamento do sinal nas interseções com o zero e um estreitamento nos extremos da senóide, deixando o sinal com formas triangulares. Quanto à ocorrência de surtos de corrente, alguns autores claramente diferenciam, nas formas de onda apresentadas, a componente senoidal da corrente de fuga dos pulsos sobrepostos à componente senoidal. Outros autores não detectam esses pulsos e observam apenas crescimentos abruptos na amplitude da forma de onda senoidal.

A amplitude da corrente de fuga também exibe uma grande variação. Existem resultados publicados com níveis que variam de 0,25 mA a 1,37 A, para a amplitude da corrente presente na superfície dos isoladores. Reunindo-se apenas os resultados por tipo de isolador e observando apenas as intensidades dos pulsos, ainda assim os valores variam bastante, conforme delineado a seguir:

- isoladores de porcelana:  $10 \text{ mA} < i_{\text{max}} < 900 \text{ mA}$ ,
- isoladores de vidro:  $25 \text{ mA} < i < 1,37 \text{ A}$ ,
- isoladores poliméricos:  $6 \text{ mA} < i < 479 \text{ mA}$ .

O único ponto em que a grande maioria dos autores obtém resultados semelhantes é quanto à amplitude da corrente senoidal. Mesmo sob níveis severos de poluição, e em instantes próximos da ocorrência de *flashover*, a componente senoidal da corrente mantém-se próxima de 1 mA, chegando a, no máximo, 3 mA.

## Capítulo 4 – Sistema sensor

A detecção da corrente de fuga utilizando resistências de derivação ou transformadores é sensível a ruídos eletromagnéticos, além de exigir procedimentos de segurança para não oferecer riscos aos operadores e aos instrumentos de monitoração. Com o intuito de evitar tais problemas, foi desenvolvido um sistema completo de monitoração baseado na detecção óptica da corrente de fuga, com alta imunidade a ruídos eletromagnéticos. O sistema provê isolamento elétrica, é de baixo custo e, caso ocorram *flashovers*, apenas uma pequena parte do sistema será danificada. Além disso, devido ao emprego de um princípio óptico de detecção, o sistema exibe rápida resposta, o que permite detectar também pulsos rápidos na forma de onda da corrente de fuga.

O sistema sensor é composto de um módulo óptico e de um módulo eletrônico microcontrolado capaz de registrar as faixas de amplitudes e a frequência de ocorrência de pulsos de corrente provenientes de descargas parciais na cadeia de isoladores sob monitoração. A definição final de atributos de importância no problema de concepção de um sistema capaz de inferir o grau de poluição em cadeias de isoladores de alta tensão foi obtida após a realização exaustiva de experimentos em laboratório e em torres de 230 kV e 500 kV do sistema CHESF. O desenvolvimento do sistema sensor permitiu também a realização de experimentos de observação, em tempo real, da corrente de fuga em isoladores durante o processo de lavagem.

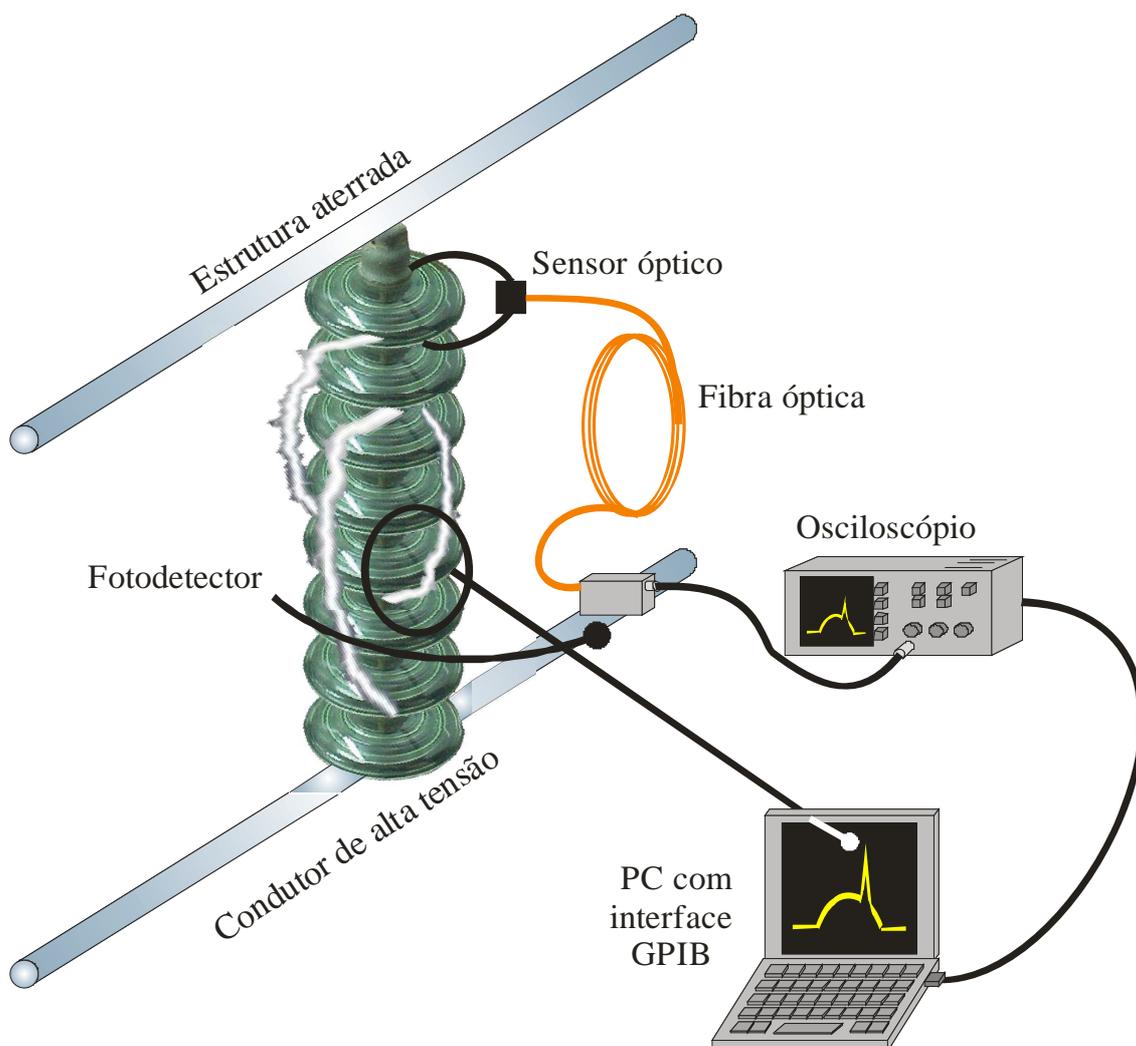
### 4.1 Módulo óptico

#### 4.1.1 Concepção eletrônica do sensor

Sensores ópticos são capazes de medir grandezas físicas em ambientes com fortes campos eletromagnéticos, possuem dimensões reduzidas e apresentam uma resposta rápida. Quando integrados a fibras ópticas podem prover o transporte de informação a grandes distâncias, com atenuações da ordem de 0,2 dB/km [42], que aliada a alta imunidade a interferências eletromagnéticas, os torna atrativos para monitoração remota. Além disso, em ambientes de risco, os sensores em fibra óptica operando no modo passivo, apresentam vantagens por serem isolantes e por produzirem

baixo aquecimento. Logo, eles reduzem as possibilidades de acidentes durante a monitoração.

A Figura 14 mostra a configuração básica inicial do sistema concebido para a monitoração da corrente de fuga em uma cadeia de isoladores. Os terminais do sensor são ligados em paralelo com as extremidades do primeiro isolador, por meio de abraçadeiras metálicas. O feixe de luz gerado pelo sensor óptico de corrente é guiado por uma fibra óptica até um fotodetector. O fotodetector é polarizando reversamente e ligado diretamente a um osciloscópio dotado de uma interface GPIB (*General Purpose Interface Bus*). Um software, desenvolvido em *Labview®*, coleta os dados do osciloscópio para um computador pessoal, através do barramento GPIB e os armazena em um arquivo texto, na forma de uma tabela com 2500 pontos de coordenadas, usada posteriormente para a visualização da forma de onda.



**Figura 14** – Configuração básica do sistema óptico para a medição da corrente de fuga.

A instalação do sensor em paralelo com o isolador mais próximo do terminal aterrado tem a vantagem de permitir uma operação mais segura durante a instalação e manutenção do sensor, tornando o procedimento mais simples, rápido e barato.

O elemento transdutor do sensor pode ser constituído de um LED ou Laser semiconductor, alimentado pela corrente de fuga através de seus terminais e acoplado a uma fibra óptica. Optou-se pelo uso de LEDs, por serem de baixo custo e responderem aos níveis de corrente esperados tanto em laboratório como em campo. Evitou-se também o uso de Lasers, pois estes podem exibir instabilidades e não linearidades na resposta, dependendo do nível de corrente injetada entre seus terminais, além de exigirem níveis bem mais altos de corrente para poderem operar com resposta linear.

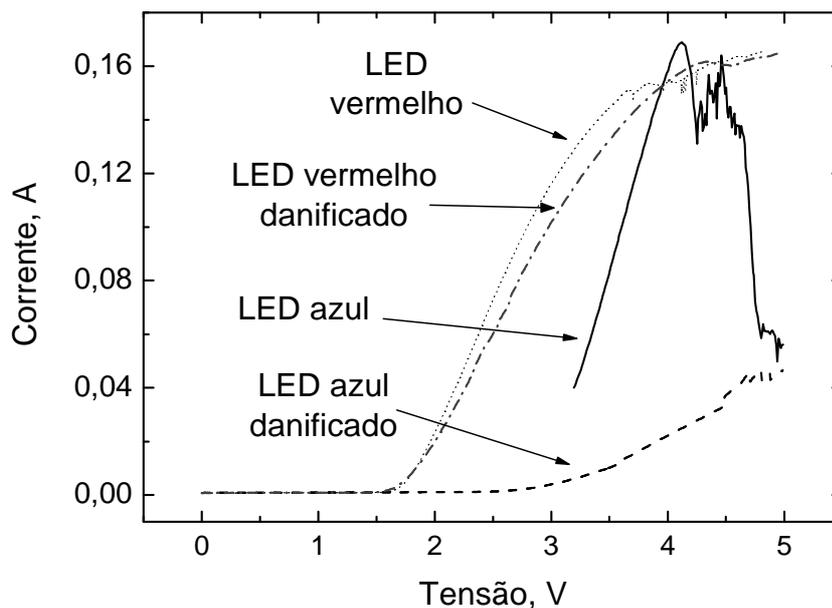
Nas comunicações ópticas, o acoplamento entre a fonte de luz e a fibra óptica é um fator crítico para a redução na taxa de erro de bits [42]. Isso levou a indústria de componentes ópticos a desenvolver Lasers e LEDs do tipo *pigtail*, que acoplam o máximo possível de luz ao núcleo das fibras ópticas [42]. Tais componentes são fabricados com a fonte de luz diretamente acoplada à fibra óptica. Devido ao processo de fabricação mais complexo e preciso, eles têm custo elevado, variando de algumas centenas a até milhares de dólares.

Na configuração proposta, um LED é conectado em paralelo com o isolador mais próximo do lado terra, como ilustrado na Figura 14. Em caso de ocorrência de *flashover* o arco voltaico danificará o LED utilizado, por isso o uso de LEDs de custo elevado deve ser evitado. Os LEDs utilizados para sinalização e em transmissores de controles remotos de eletrodomésticos são extremamente baratos, com um custo de alguns reais, e podem ser facilmente substituídos. Esses LEDs não são projetados para acoplamento eficiente de luz em fibras ópticas, uma vez que exibem uma superfície emissora muito extensa e um encapsulamento que impede uma aproximação adequada de uma fibra óptica à superfície emissora de luz. No entanto, com modificações simples, que podem ser feitas em laboratório, é possível maximizar o acoplamento LED-fibra, para a obtenção de sensores capazes de detectar baixos níveis de corrente.

Existem muitos tipos diferentes de LEDs para sinalização disponíveis no mercado, com uma grande variedade de características ópticas e elétricas. Por conta da variedade de opções, uma caracterização completa de alguns tipos de LEDs foi

realizada para determinar a reprodutibilidade da resposta, à máxima corrente de operação nos regimes contínuo e pulsado, e a razão entre potência emitida e corrente injetada no dispositivo.

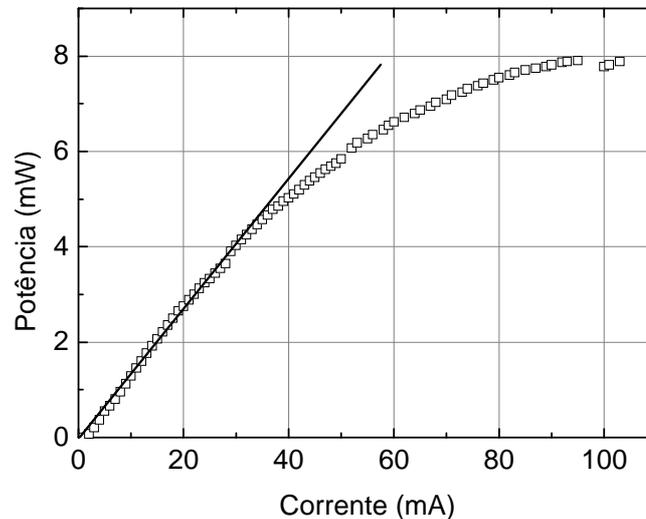
Os LEDs de sinalização mais comuns emitem luz nas cores vermelho, azul e verde. Os LEDs verdes suportaram correntes máximas de apenas 30 mA e foram rapidamente descartados. Como ilustrado na Figura 15, os limites de condução de corrente, antes de se danificarem, para os LEDs azuis e vermelhos chegam perto dos 160 mA. Os LEDs já danificados continuam a emitir luz, porém com uma potência substancialmente menor. Como pode ser observado na Figura 15, há também uma mudança substancial na característica elétrica do LED azul após a danificação e essa mudança de característica é pouco significativa para o LED vermelho. Isso confere aos LEDs azuis uma vantagem sobre os vermelhos, pois as mudanças nas características elétricas podem ser utilizadas para se avaliar as condições de operação do dispositivo.



**Figura 15** – Características elétricas dos LEDs azuis e vermelhos, antes e após serem danificados.

Os comprimentos de onda centrais de emissão dos LEDs azul e vermelho são próximos de 470 nm e 600 nm, respectivamente. Como a responsividade dos detectores de silício é máxima em 900 nm [43], esperava-se obter um sinal maior com o uso de LEDs vermelhos. Contudo, a potência óptica emitida pelos LEDs azuis é mais de três

vezes maior que aquela emitida por LEDs vermelhos. A Figura 16 ilustra a potência da luz emitida por um LED azul, aproximadamente linear entre 0 e 35 mA.



**Figura 16** – Potência óptica emitida por uma amostra de LED azul. A linha sólida representa uma relação linear entre a corrente e a potência para facilitar a comparação.

A maioria dos trabalhos publicados na literatura cita níveis de corrente de fuga na faixa de algumas dezenas a centenas de miliamperes, ou seja, os níveis da corrente poderiam ficar acima do limite suportado pelo LED. Um divisor de corrente resistivo foi utilizado para reduzir a corrente atravessando o LED, e projetado de forma que se a intensidade da corrente ultrapassasse um limiar estabelecido, o excedente da corrente seria drenado através de um diodo zener, capaz de suportar correntes da ordem de 2 Amperes. O diodo zener também tem o papel de conduzir a corrente durante o ciclo reverso.

No circuito de proteção, mostrado na Figura 17, uma chave seletora com 6 posições foi utilizada para selecionar o nível de corrente através do LED. Com isso a corrente máxima podia ser ajustada de acordo com o andamento dos experimentos. A chave também permite aumentar a precisão da medição para permitir a observação de mais detalhes em correntes menores. Ou seja, a sensibilidade do experimento poderia ser ajustada de acordo com a condição dos isoladores utilizados, já que isoladores limpos e secos devem apresentar uma corrente de fuga muito menor que isoladores poluídos e umedecidos. Uma vez conhecidos os níveis de corrente de fuga, o divisor de

corrente resistivo poderia ser fixado, eliminando a necessidade da chave seletora para aplicações em campo.

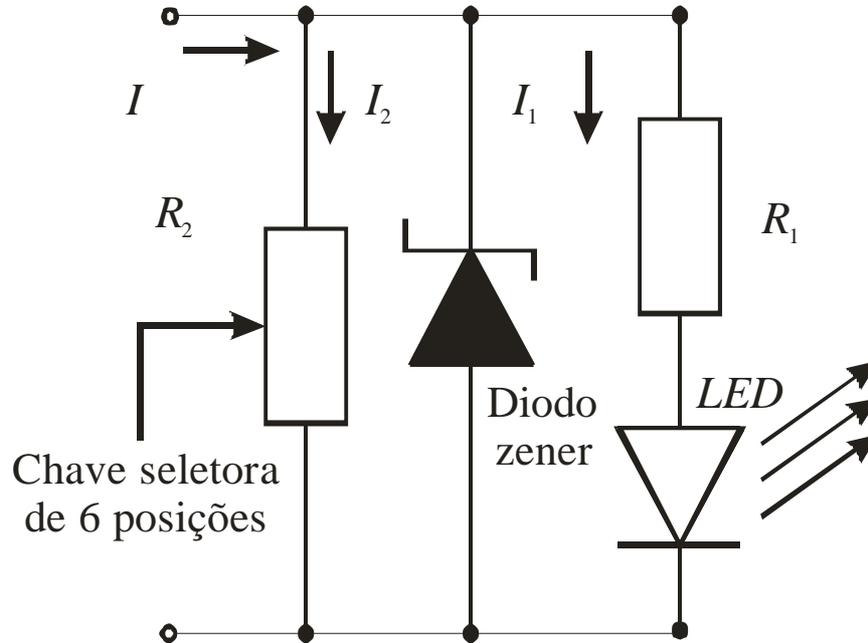


Figura 17 – Circuito de proteção para os LEDs sensores azuis.

Dependendo da posição da chave, o resistor  $R_2$  selecionado juntamente com o resistor  $R_1$  determinam a corrente limite para a condução do diodo zener. No circuito da Figura 17, admitindo-se um diodo zener ideal no regime em que a tensão entre seus terminais é inferior à tensão zener, tem-se

$$I = I_1 + I_2 \quad (4.1)$$

e

$$I_1 R_1 + V_1(I_1) = R_2 I_2, \quad (4.2)$$

onde  $V_1(I_1)$  representa a tensão sobre o LED sensor em função da corrente que o atravessa.

Quando a corrente máxima estipulada no LED for atingida, o zener deve começar a conduzir, ou seja, a tensão limiar do zener,  $V_z$ , pode ser obtida de

$$R_1 I_{1\max} + V_1(I_{1\max}) = V_z. \quad (4.3)$$

Manipulando a expressão (4.3) obtém-se

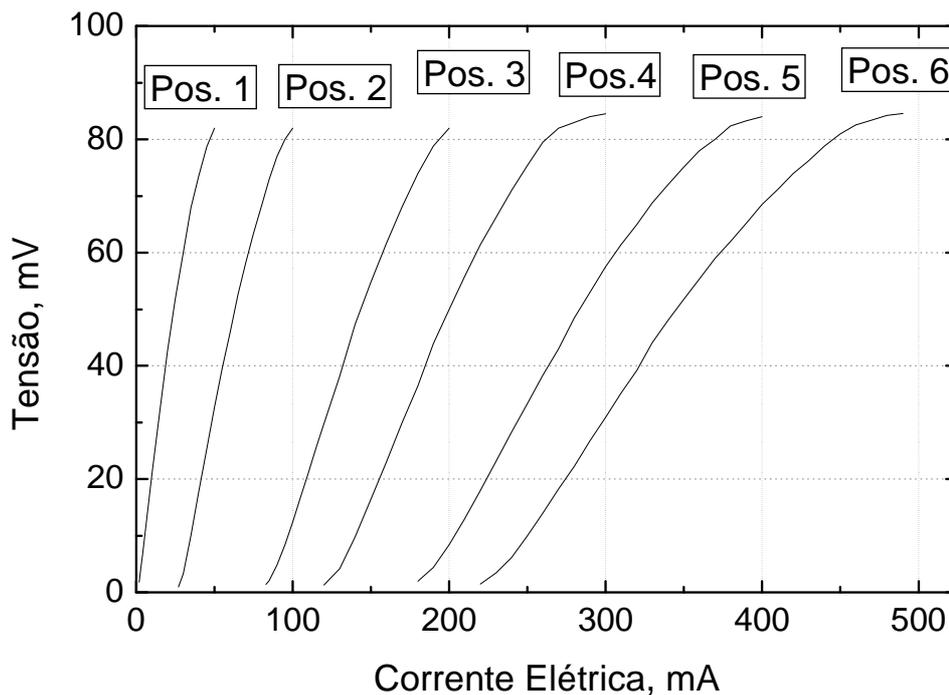
$$R_1 = \frac{V_z - V_1(I_{1\max})}{I_{1\max}}. \quad (4.4)$$

O resistor  $R_2$  tem o papel de aumentar a faixa dinâmica da corrente de entrada  $I$ . Logo, o seu valor determinará a corrente de fuga máxima  $I_{\max}$  que será detectada. Para evitar danos ao circuito no limite de altas correntes de entrada, foram utilizados cinco diodos zener em paralelo. A partir de (4.2) e com o uso de (4.1) pode-se obter o valor de  $R_2$  no limiar de condução do diodo zener, situação em que a corrente no LED atinge seu valor máximo, ou seja,

$$R_2 = \frac{I_{1\max} R_1 + V_1(I_{1\max})}{I_{\max} - I_{1\max}}. \quad (4.5)$$

Para os experimentos com LEDs azuis foram utilizados zeners de 5,1 Volts, e a corrente  $I_{1\max}$  foi estabelecida em 50 mA. O LED azul, conduzindo uma corrente de 50 mA, exibia uma tensão de 3,75 V em seus terminais. Com esses valores fixados, foram escolhidos valores para o resistor  $R_2$  variando de 11,3  $\Omega$  até 102  $\Omega$ , conferindo uma faixa dinâmica de correntes máximas de entrada  $I_{\max}$  de 100 mA a 500 mA.

A Figura 18 mostra a resposta do módulo sensor para as 6 posições da chave seletora. Um programa foi desenvolvido, com a ferramenta *Labview*®, para controlar uma fonte de corrente estabilizada aumentando sua corrente de saída em passos ajustados pelo usuário, ler a tensão média observada em um osciloscópio e salvar os pontos em arquivo texto. A tensão mostrada no eixo vertical foi a obtida com um fotodetector conectado via fibra óptica a um módulo sensor, com o circuito de proteção da Figura 17, conectado diretamente a um osciloscópio com impedância de entrada de 1 M $\Omega$ . Pode-se observar na Figura 18 as diferentes sensibilidades e faixas dinâmicas conseguidas para cada resistor  $R_2$  selecionado. Com a chave na posição 1, que corresponde a uma resistência infinita para o resistor  $R_2$ , o sensor possui a maior sensibilidade. As não linearidades próximas ao final de cada curva são devidas ao início da condução dos diodos zeners. Durante os experimentos as faixas não lineares de operação foram evitadas.

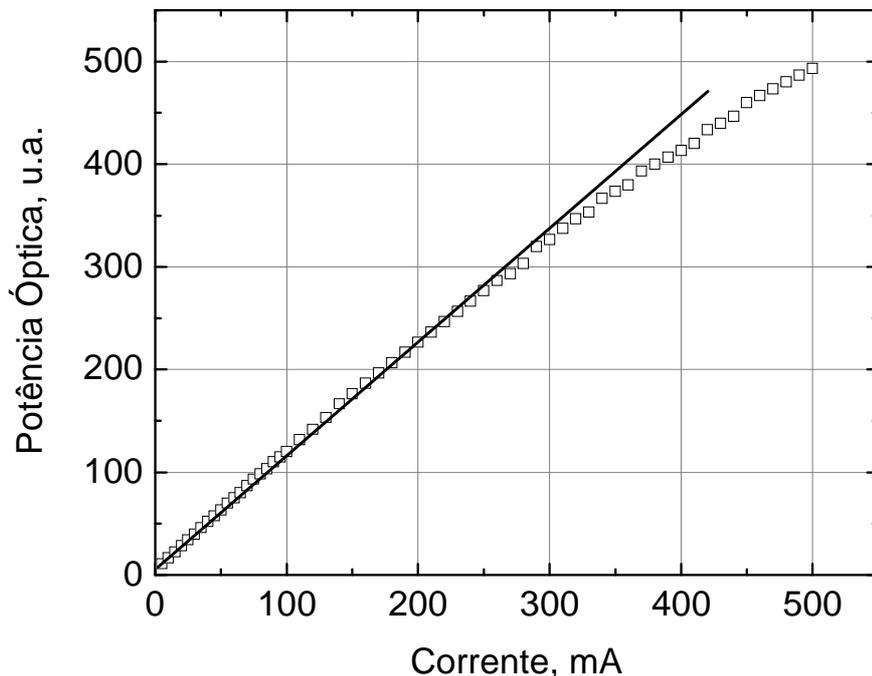


**Figura 18** – Sinal de tensão obtido com um fotodetector conectado através de uma fibra óptica a um módulo sensor com LED azul em função da corrente para diferentes posições da chave seletora.

Após os primeiros experimentos de caracterização da corrente de fuga em cadeias de isoladores, foi observado que os níveis de corrente detectados eram da ordem de miliamperes chegando a, no máximo, algumas dezenas de miliamperes, os quais eram suportados pelos LEDs em uso. Outra observação feita nos experimentos de laboratório foi que na maioria das ocorrências de *flashover* ou imediatamente antes delas, mesmo com a chave seletora na posição para suportar a máxima corrente, o LED sensor era danificado. Devido às altas taxas de falhas apresentadas pelos sensores construídos com LEDs azuis, a pesquisa por dispositivos mais resistentes foi retomada, e LEDs emitindo no infravermelho, normalmente utilizados em aplicações de controle remoto, foram testados.

Os LEDs infravermelhos mostraram-se mais resistentes para operação tanto no regime de corrente contínua quanto no regime de corrente pulsada. A partir de experimentos de laboratório os limites de operação desses LEDs corresponderam a 300 mA e 1 A nos regimes contínuo e pulsado, respectivamente. Além disso, esses LEDs exibiam uma potência óptica de emissão mais elevada e, como a emissão se dava em um comprimento de onda aproximado de 840 nm, tem-se o benefício de operação na região

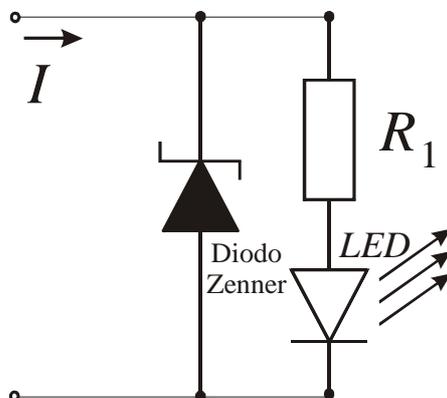
espectral de máxima responsividade do detector de silício, aumentando assim a sensibilidade do sistema como um todo. A Figura 19 mostra a dependência com a corrente da potência óptica emitida por uma das amostras de LEDs infravermelhos testados, medida no regime de corrente pulsada. Pode-se perceber na Figura 19 que os LEDs infravermelhos possuem uma emissão linear de luz quando submetidos a correntes de até aproximadamente 300 mA.



**Figura 19** – Potência óptica emitida por uma amostra de LED infravermelho, medida no regime de corrente pulsada. A linha sólida representa uma relação linear entre a corrente e a potência para facilitar a comparação.

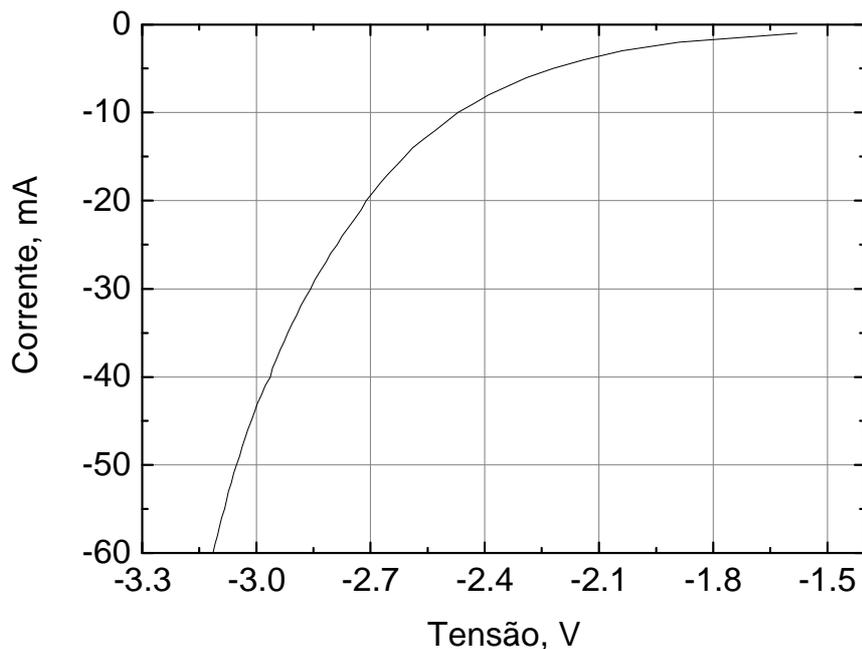
Para a utilização dos LEDs infravermelhos, algumas mudanças no circuito de proteção da Figura 17 foram feitas. Como os LEDs infravermelho suportaram correntes mais elevadas que os azuis, o resistor  $R_2$  foi removido, para eliminar a divisão de corrente. O circuito de proteção utilizado com os LEDs infravermelhos está mostrado na Figura 20. Foram mantidos os cinco zeners em paralelo para reduzir a probabilidade de danos ao sensor nas ocorrências de *flashover*. Já que o limiar de condução dos LEDs infravermelhos é menor que o dos azuis, optou-se por um zener com menor tensão limiar de condução. Foi escolhido o zener 1N4728, com tensão  $V_z = 3,3$  V. O resistor  $R_1$

foi escolhido com o valor de  $3,9 \Omega$ , configurando o módulo sensor com faixa dinâmica de 0 a 500 mA. O excedente de corrente acima de 500 mA, seria drenado pelos zeners.

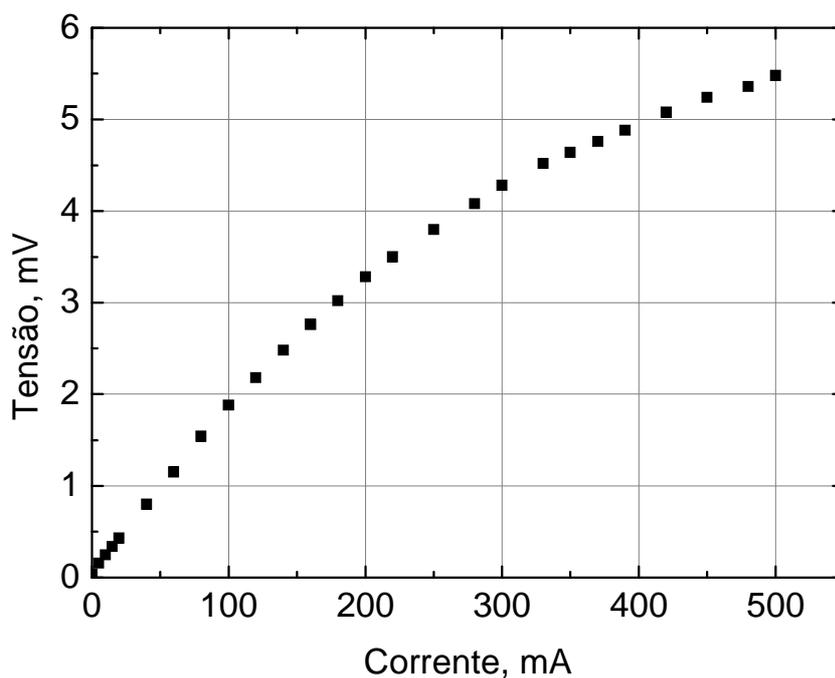


**Figura 20** – Circuito de proteção inicial para os LEDs infravermelhos.

Nos experimentos de laboratório, os resultados obtidos com sensores construídos com LEDs azuis foram diferentes dos obtidos com LEDs infravermelhos. Em busca de uma explicação para essa diferença, uma caracterização dos zeners foi feita. O comportamento elétrico exibido pelo zener testado foi bastante diferente do comportamento de um dispositivo ideal. Como pode ser visualizado na Figura 21, o zener inicia a condução de corrente elétrica muito antes da sua tensão limiar de 3,3 V e com uma tensão de aproximadamente 2,6 V ele já permite um fluxo de corrente de 10 mA. Como cinco zeners eram utilizados ocorria um desvio elevado de corrente não previsto. A Figura 22 mostra a resposta de um módulo sensor construído com o circuito de proteção da Figura 20. Era esperada uma resposta aproximadamente linear, em praticamente toda a faixa de corrente de 0 a 500 mA, com alguma não linearidade próxima a 500 mA. Contudo, a curva exibe não linearidades a partir de aproximadamente 200 mA.



**Figura 21** – Característica elétrica dos zeners 1N4728, utilizados nos circuitos de proteção para os sensores infravermelhos.



**Figura 22** – Resposta dos sensores com LEDs infravermelhos e com o circuito de proteção da Figura 20.

Uma vez detectado o desvio de corrente não previsto pelos diodos zener o circuito de proteção foi inteiramente substituído por apenas um diodo, ficando-se com a configuração mostrada na Figura 23. Nessa nova configuração, o papel do diodo é

apenas o de drenar a corrente de fuga durante o ciclo reverso, evitando uma sobretensão no LED sensor. Essa mudança deixou o sensor mais simples, embora susceptível a danos para surtos elevados de corrente direta. Por outro lado, uma vez que esse tipo de LED suporta correntes de até 1 A no regime de corrente pulsada, e dado que nos experimentos preliminares de laboratório, esse nível não foi atingido antes de ocorrência de *flashover*, a probabilidade de dano, em operação normal é muito pequena. Obviamente o módulo sensor, na configuração mostrada na Figura 23 será danificado na ocorrência de *flashover*, situação na qual terá de ser substituído.

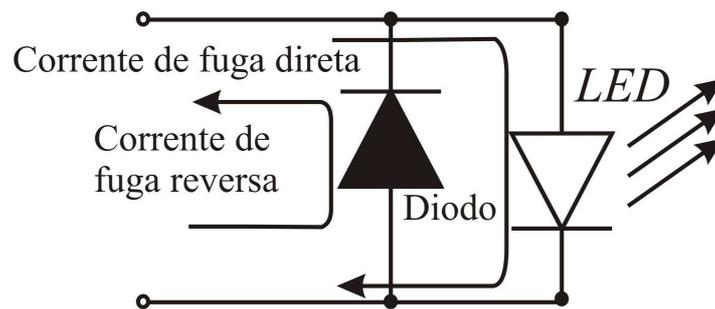


Figura 23 –Circuito de proteção definitiva para os LEDs infravermelhos.

#### 4.1.2 Concepção óptica do sensor

A Figura 24 mostra o detalhe do acoplamento entre a fibra óptica e o LED. Nos primeiros testes de laboratório uma fibra multimodo com diâmetros de núcleo e casca de 65  $\mu\text{m}$  e 125  $\mu\text{m}$ , respectivamente, foi alinhada e a superfície do ferrolho de cerâmica do conector FC-PC foi aproximada o máximo possível da superfície da campânula do LED. Para realizar o acoplamento e alinhamento entre LED e fibra, o LED foi acomodado em um suporte, conforme ilustrado na Figura 25. Com o auxílio de um adaptador, um conector FC óptico fêmea foi fixado ao suporte. O sensor foi então acomodado dentro de uma caixa, com 2 terminais elétricos externos e um conector FC óptico fêmea, próprio para receber um conector FC-PC macho. Um cordão óptico foi utilizado para interligar o sensor ao fotodetector.

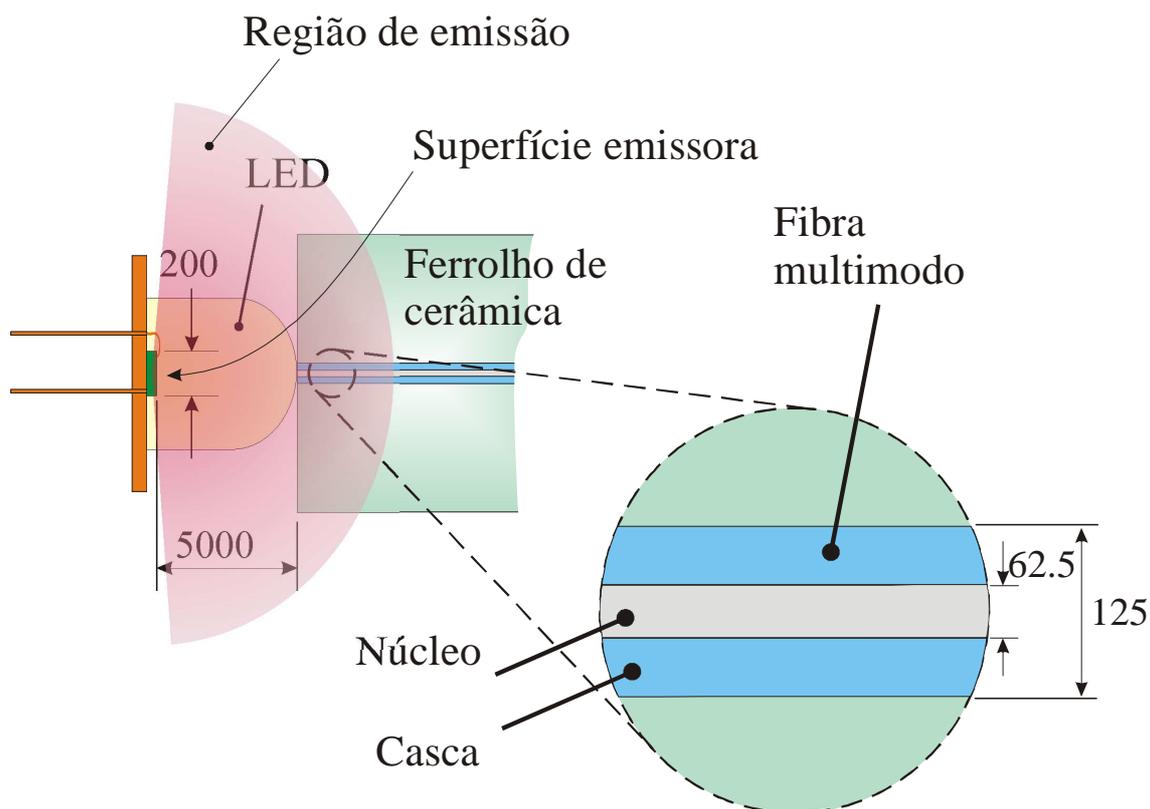


Figura 24 – Ilustração do acoplamento entre LED e fibra óptica. Todas as dimensões em  $\mu\text{m}$ .

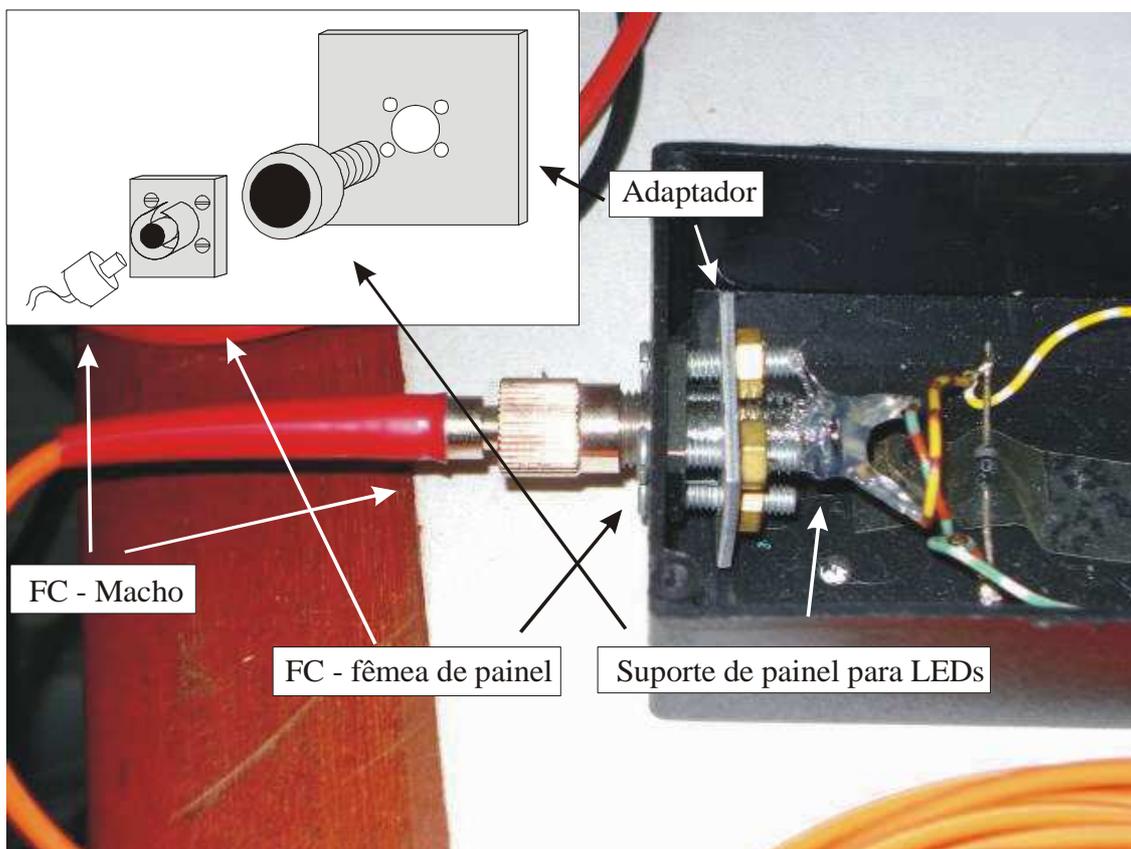
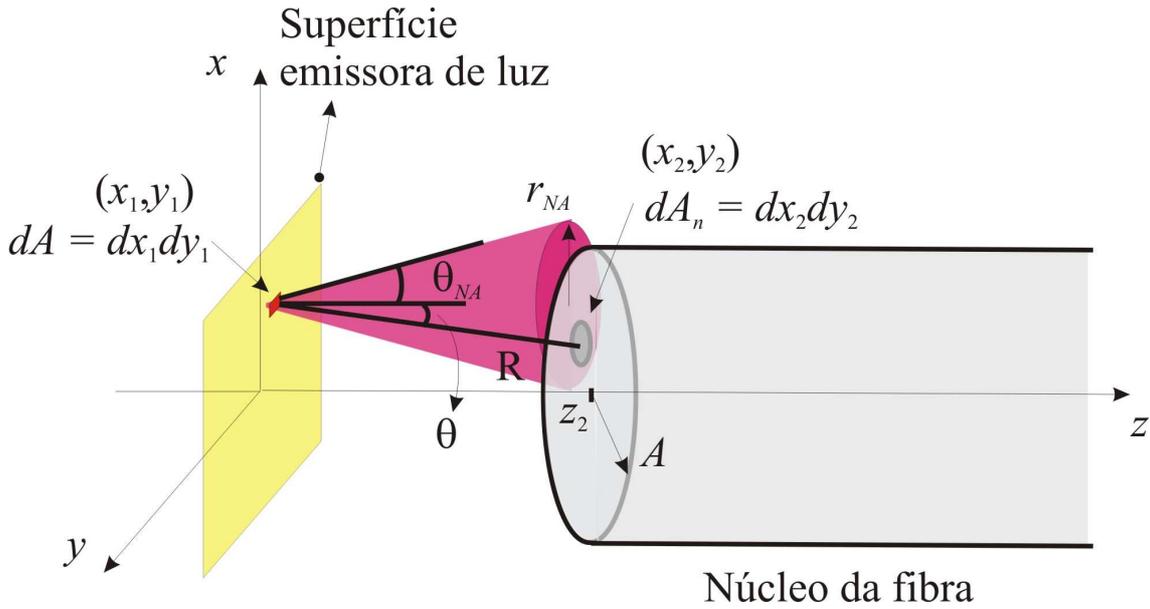


Figura 25 – Fotografia da montagem para o alinhamento LED-fibra.

Conforme ilustrado na Figura 24 a existência de uma pequena distância de separação entre a superfície emissora de luz do LED e a ponta da fibra óptica faz com que apenas uma pequena fração da luz emitida pelo LED seja acoplada à fibra. Por melhor que seja o alinhamento entre a fibra e o LED a menor distância entre a superfície emissora e a ponta da fibra seria de 5 mm. Além disso, vibrações mecânicas causam modulação de intensidade, devido a efeitos de múltiplas reflexões entre a encapsulamento do LED e a superfície de entrada da fibra óptica. Para evitar o problema de instabilidades causadas por vibrações mecânicas, pode-se fixar o LED à fibra óptica de forma permanente com o emprego de uma resina óptica curável com luz UV. Esse tipo de resina tem índice de refração muito próximo àqueles da campânula do LED e do núcleo da fibra óptica, evitando assim o efeito causado por múltiplas reflexões. Além disso, para melhorar o acoplamento LED-fibra pode-se reduzir a distância entre a superfície emissora de luz do LED e a ponta da fibra. Para determinar o aumento no acoplamento obtido com essa redução, foi utilizado um modelo teórico que permite a obtenção da potência acoplada entre LED e fibra, e que leva em conta todas as dimensões envolvidas no problema [44].

A disposição geométrica dos elementos para modelamento do problema está ilustrada na Figura 26. Para um raio de luz ser guiado pela fibra óptica ele tem de atingir o núcleo da fibra com ângulo de incidência inferior ao ângulo de aceitação correspondente à abertura numérica  $\theta_{NA}$  [42]. Isso implica que nem toda a luz emitida pelo LED e que atinge a superfície da fibra é guiada [44]. Como ilustrado na Figura 26, apenas a fração da luz, emitida por um elemento diferencial de área, que está dentro de um cone com ângulo inferior a  $\theta_{NA}$  e que atinja o núcleo da fibra óptica será guiada por ela.



**Figura 26** – Configuração utilizada para cálculo do fator de acoplamento entre LED e fibra.

Admitindo inicialmente que o núcleo da fibra tenha dimensões muito maiores do que aquelas da superfície emissora, a potência emitida por um elemento de área do LED, localizado no ponto  $(x_1, y_1)$  e de área diferencial  $dA = dx_1 dy_1$ , e acoplada no núcleo da fibra pode ser escrita como [44]

$$dP_a = dx_1 dy_1 \int_{\theta \leq \theta_{NA}} L(\theta) \cos \theta d\Omega, \quad (4.6)$$

onde  $d\Omega$  é o elemento diferencial de ângulo sólido,  $L(\theta)$  é a função irradiância e  $\theta_{NA}$  é o ângulo de aceitação da fibra óptica. Para uma distribuição lambertiana, por exemplo, a irradiância é da forma [44],

$$L(\theta) = L_0 \cos \theta. \quad (4.7)$$

Para o caso real em que a dimensão do núcleo é finita, a potência acoplada pode ser obtida de uma expressão semelhante à (4.6), restringindo-se a integração apenas ao núcleo da fibra, e para cada ponto sobre essa superfície apenas elementos de área da superfície do LED que emitam luz restrita à abertura numérica da fibra devem contribuir para a integral. Isso pode ser feito com a inclusão da função

$$g(x_1, y_1, x_2, y_2) = \begin{cases} 1, & [(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2]^{1/2} \leq r_{NA}, \\ 0, & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (4.8)$$

com  $(x_2, y_2)$  representando um ponto sobre o núcleo da fibra e  $r_{NA}$  o raio do cone de aceitação para um dado ponto na superfície emissora. Com as superfícies alinhadas o parâmetro  $r_{NA}$  é constante. A função  $g$  garante que a contribuição para um dado ponto  $(x_2, y_2)$  sobre o núcleo da fibra é proveniente apenas daqueles pontos  $(x_1, y_1)$  da superfície emissora que satisfazem à condição definida pela desigualdade em (4.8). Dessa forma, a potência acoplada pode ser posta na forma

$$dP_a = dx_1 dy_1 \int_{A_n} L(\theta) g(x_1, y_1, x_2, y_2) \cos \theta d\Omega, \quad (4.9)$$

com  $A_n$  representando a área do núcleo. Para o cálculo de (4.9), o elemento diferencial de ângulo sólido pode ser escrito em termos do elemento de área diferencial  $dA_n = dx_2 dy_2$  na face do núcleo da fibra como

$$d\Omega = \frac{dx_2 dy_2 \cos \theta}{R^2}. \quad (4.10)$$

Da Figura 26, tem-se

$$R = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2 + z_2^2}, \quad (4.11)$$

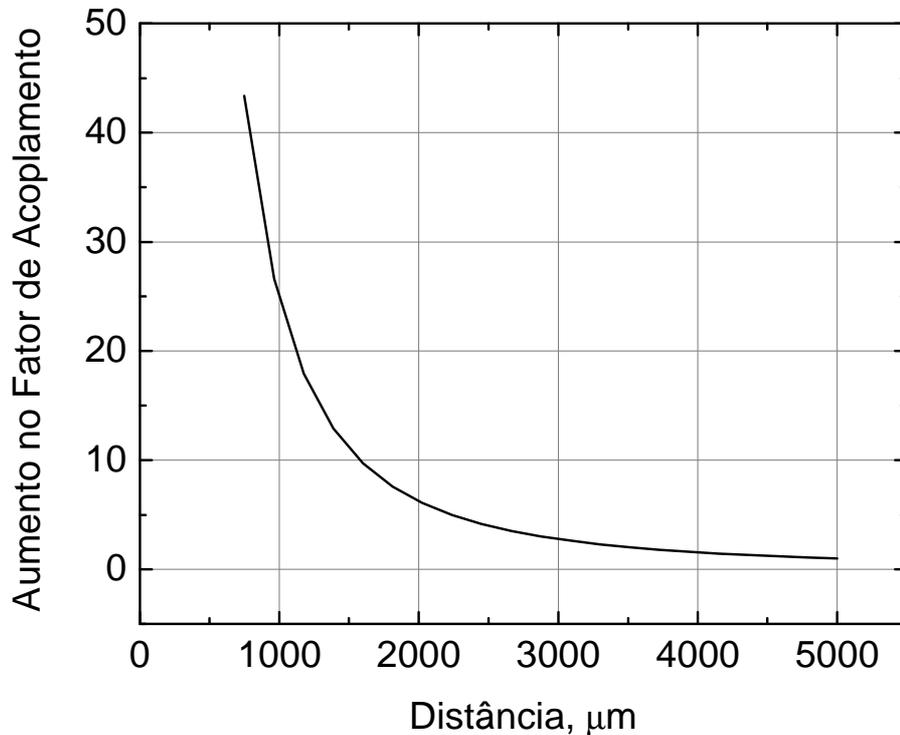
$$\cos \theta = \frac{z_2}{R} = \frac{z_2}{\sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2 + z_2^2}}, \quad (4.12)$$

e com essas três últimas relações, a integral de (4.9) sobre a superfície emissora é então

$$P_a = \int_A dx_1 dy_1 \int_{A_n} dx_2 dy_2 \frac{L(\theta) z_2^2 g(x_1, y_1, x_2, y_2)}{[(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2 + z_2^2]^2}. \quad (4.13)$$

Um programa escrito em *Mathcad*® utilizando as dimensões mostradas na Figura 24 e admitindo uma fibra com abertura numérica de 0,22 foi desenvolvido para o cálculo de (4.13) numericamente, assumindo uma distribuição lambertiana para a luz

emitida pelo LED. O fator de acoplamento foi definido como a razão entre a intensidade de luz acoplada na fibra, emitida a uma dada distância da mesma fibra, e aquela a uma distância inicial de 5 mm. A Figura 27 mostra que uma redução para uma distância de aproximadamente 1 mm, provoca um aumento de 25 vezes no fator de acoplamento.



**Figura 27** – Fator de acoplamento em função da distância da fibra à fonte de luz.

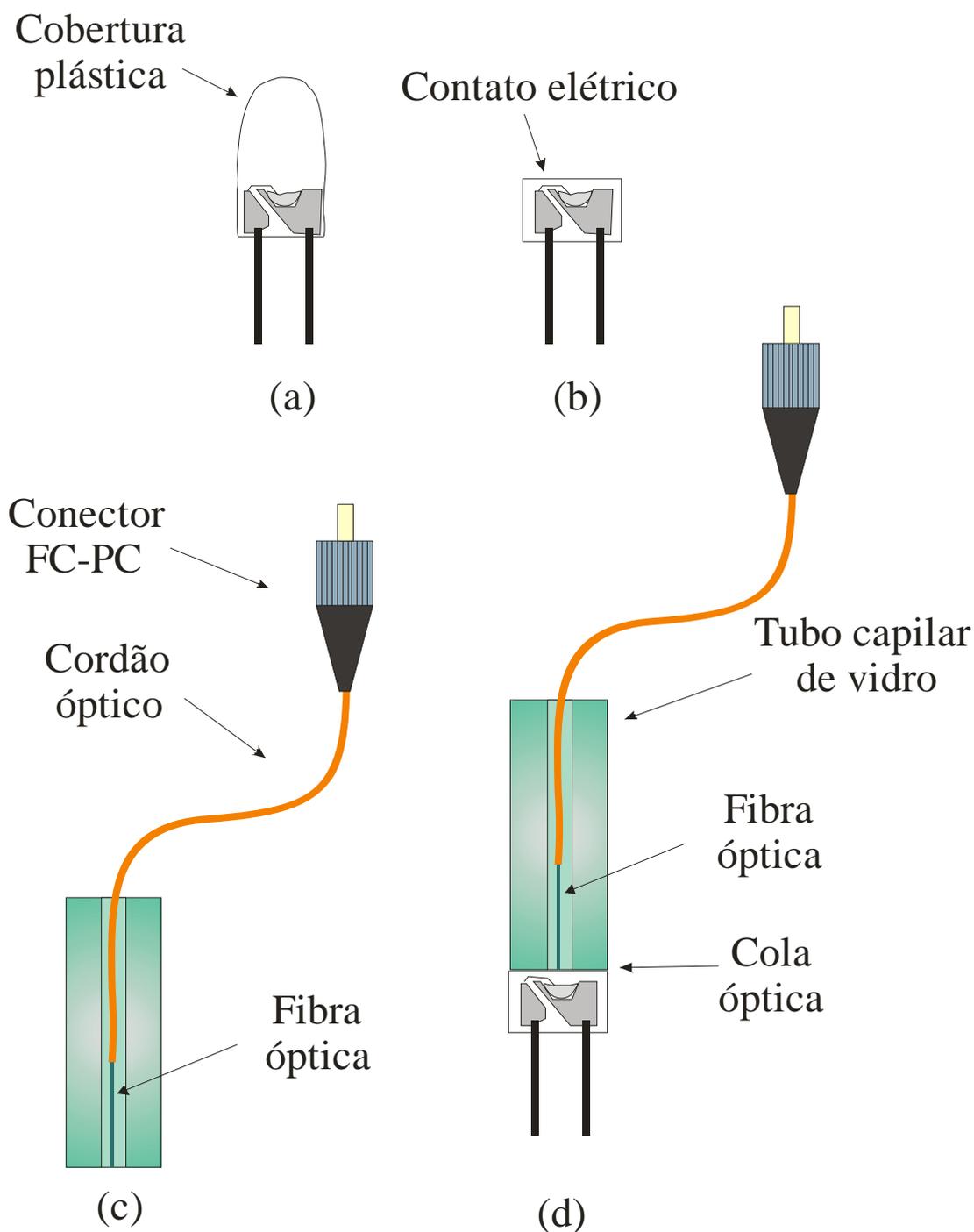
Para reduzir a distância entre a superfície emissora do LED e a ponta da fibra e com isso maximizar o acoplamento LED-fibra, com aumento do desempenho do sensor, uma técnica simples de construção de um sensor *pigtail* foi desenvolvida [45]. Esse desenvolvimento foi realizado com o objetivo de obter aumento substancial do acoplamento LED-fibra, mantendo-se os requisitos de construção de um sensor de baixo custo.

Inicialmente o encapsulamento plástico do LED, que possui forma e função de uma lente, foi polido, para se aproximar o máximo possível a superfície emissora de luz do LED à ponta da fibra. O polimento, realizado em um sistema portátil de polimento para laboratório, é feito gradativamente com discos tendo graus distintos de polimento. Em cada etapa a superfície óptica é posicionada verticalmente em relação à superfície do disco que durante a rotação produz o efeito de desgaste ou polimento. Inicialmente

discos mais ásperos e mais resistentes são utilizados para a remoção do material e aplainamento da superfície. Em seguida discos impregnados com grãos de diamante, cada vez mais finos, são utilizados para gradativamente remover as irregularidades da superfície, até se atingir um grau de polimento da superfície com qualidade óptica. Como ilustrado na Figura 28 (b) um contato elétrico interno do LED limita a máxima proximidade que se pode obter entre a superfície do encapsulamento do LED e a sua superfície emissora. Caso esse contato elétrico seja rompido o LED deixa de emitir luz.

Procedimento de polimento semelhante é realizado para preparação da fibra óptica multimodo afixada em tubo capilar. Para isso, uma extremidade de um cordão óptico conectorizado é cortada, as coberturas de proteção da fibra são parcialmente removidas, e a fibra, exposta na ponta do cordão, é inserida no tubo capilar, conforme ilustrado na Figura 28 (c). Uma parte do cordão óptico ainda com as coberturas de proteção também é inserida no tubo capilar para prover resistência mecânica. O interior do tubo capilar é preenchido com uma resina óptica curável por luz ultravioleta. O tubo capilar é exposto à luz UV e a sua face, agora contendo a fibra multimodo é polida. Após concluída a etapa de polimento, as faces do LED e da fibra são postas em contato, alinhadas e coladas com a resina óptica para formar o sensor *pigtail*. Para alinhar o LED e a fibra a potência óptica emergindo na outra ponta da fibra é monitorada. O tubo capilar é mantido fixo e a posição do LED é ajustada utilizando transladores microajustados até que se consiga a potência de emissão máxima. O posicionamento do LED em relação ao conjunto fibra-tubo capilar pode ser variado para se reproduzir sensores com a mesma resposta.

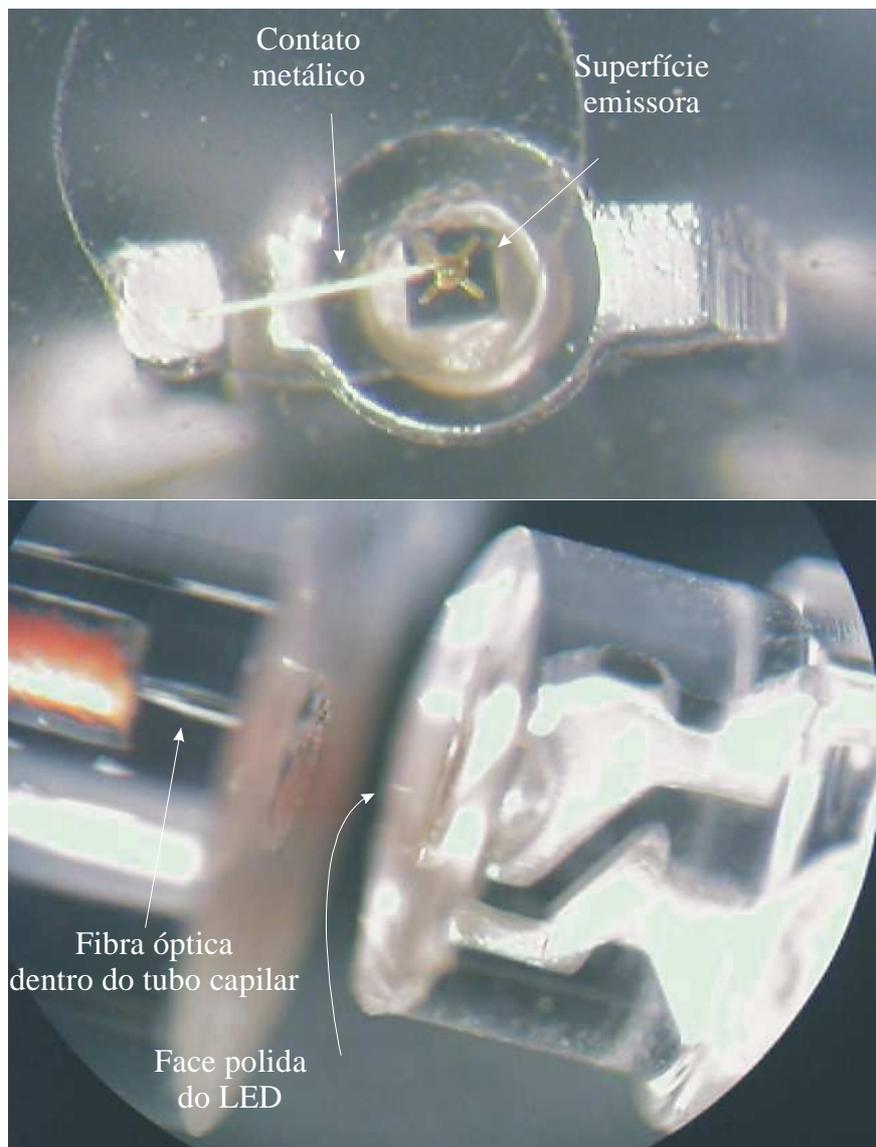
A fotografia da Figura 29 ilustra detalhes da face do LED polido, destacando o contato metálico que limita o polimento, bem como, detalhes do alinhamento entre LED e fibra. Após a fixação do LED ao tubo capilar, toda a estrutura é revestida com epóxi para reforçar a junção entre as duas partes, evitando assim quebras ou descolamentos.



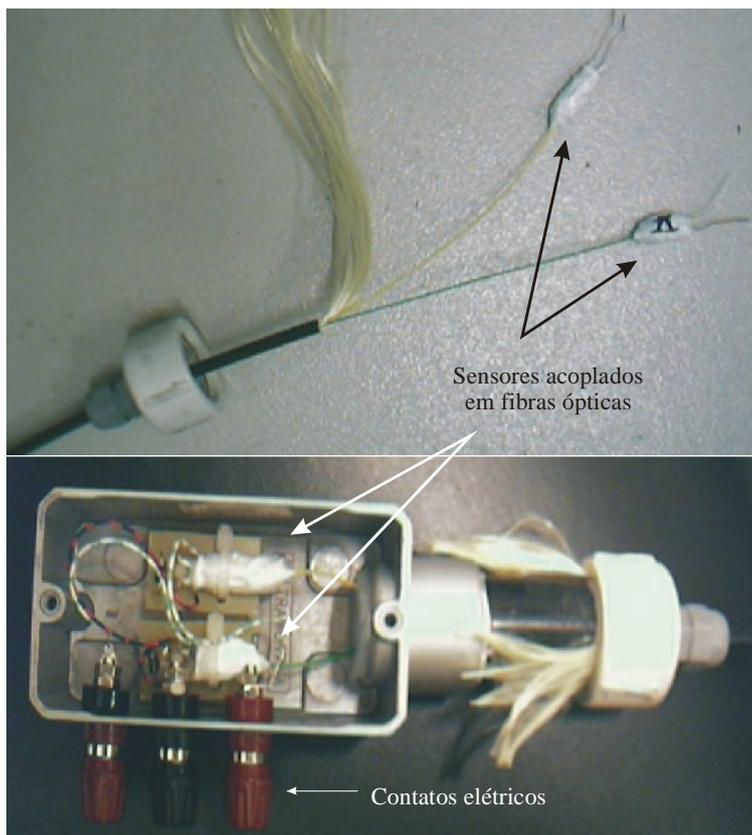
**Figura 28** – Esquema de construção do sensor *pigtail* para a maximização do sinal acoplado na fibra óptica.

Para as instalações em campo foram utilizados cabos ópticos revestidos com polímeros resistentes próprios para ambientes externos. Conforme ilustrado nas fotografias da Figura 30 os sensores foram construídos diretamente com as fibras do cabo óptico e acondicionados em caixas metálicas de alumínio. Os furos e a tampa da caixa foram vedados com pasta de silicone e as fibras de kevlar do cabo óptico foram

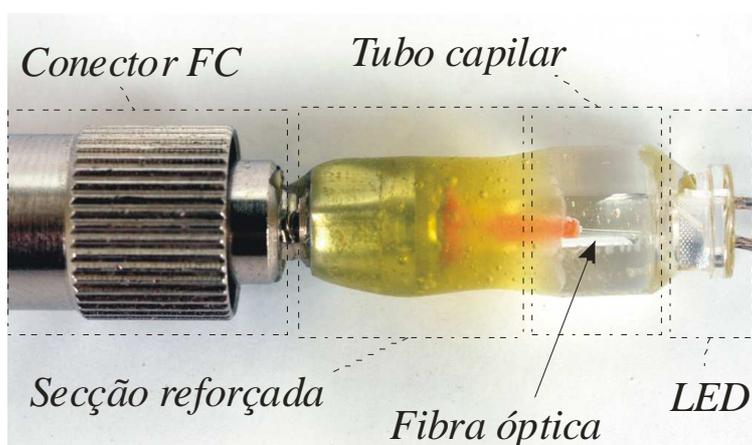
fixadas a eletrodutos rosqueados à caixa para suportar os esforços de tração impostos ao cabo durante a instalação e operação. Contudo, a construção dos sensores utilizando diretamente as fibras do cabo óptico dificultam a substituição de sensores danificados. Pensando na substituição mais fácil de sensores danificados, os sensores foram construídos com conectores FC-PC.



**Figura 29** – Detalhes do acoplamento LED-fibra.



**Figura 30** – Sensor *pigtail* acoplado em cabo óptico e acondicionamento dos sensores contra intempéries.



**Figura 31** – Fotografia do sensor *pigtail*.

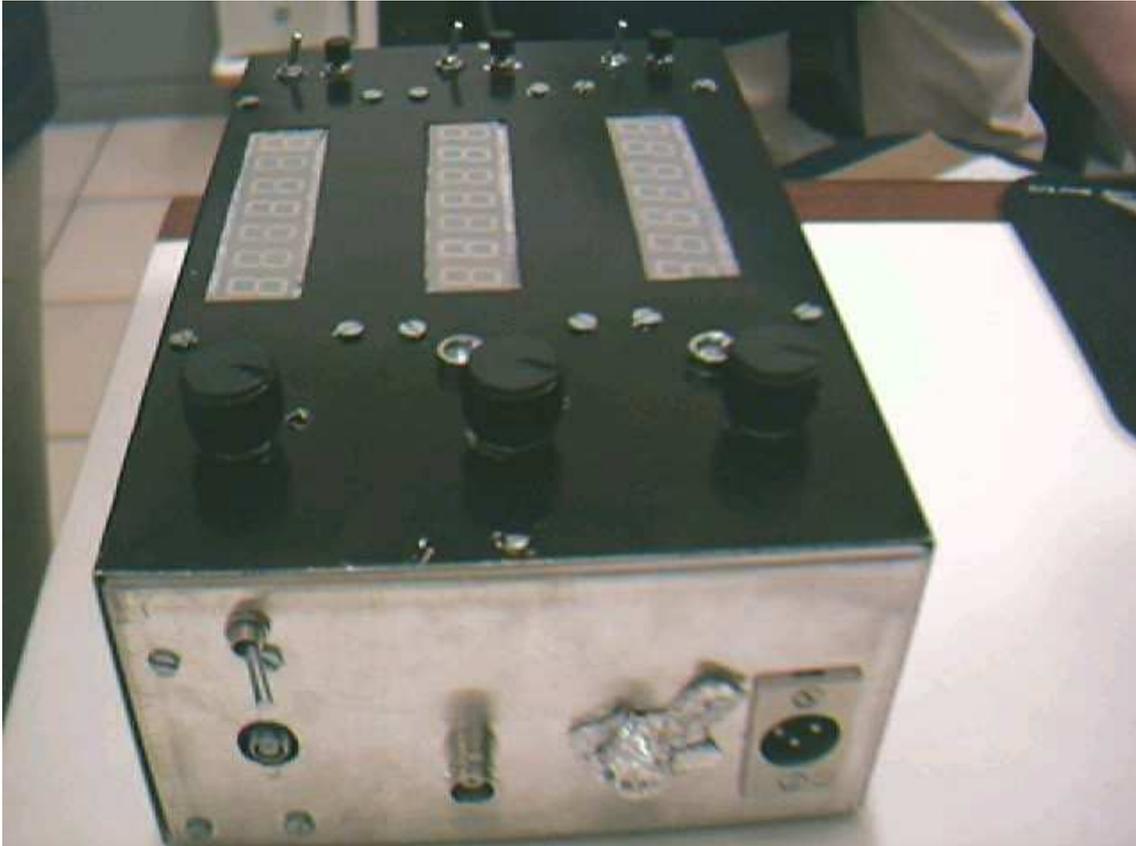
## 4.2 Módulo eletrônico

Conforme será explicitado no Capítulo 5, o sinal da corrente de fuga é composto de uma componente senoidal e de pulsos intermitentes, sobrepostos a essa componente. A componente senoidal, para isoladores limpos e secos é essencialmente capacitiva e de amplitude inferior a 0,1 mA conforme demonstram os resultados dos experimentos de

lavagem relatados no Capítulo 5 e as medidas obtidas por Metwally *et al.* [41]. Essa componente torna-se condutiva com o aumento de umidade e do grau de poluição dos isoladores, podendo atingir amplitudes entre 1 e 3 mA. A componente da corrente de fuga associada aos pulsos de corrente será denominada de corrente de ionização, por ser correlacionada com a presença de descargas parciais na vizinhança das cadeias de isoladores sob monitoração. Conforme observado neste trabalho, à medida que o *flashover* se aproxima, a amplitude e frequência de ocorrência dos pulsos de corrente de ionização aumentam.

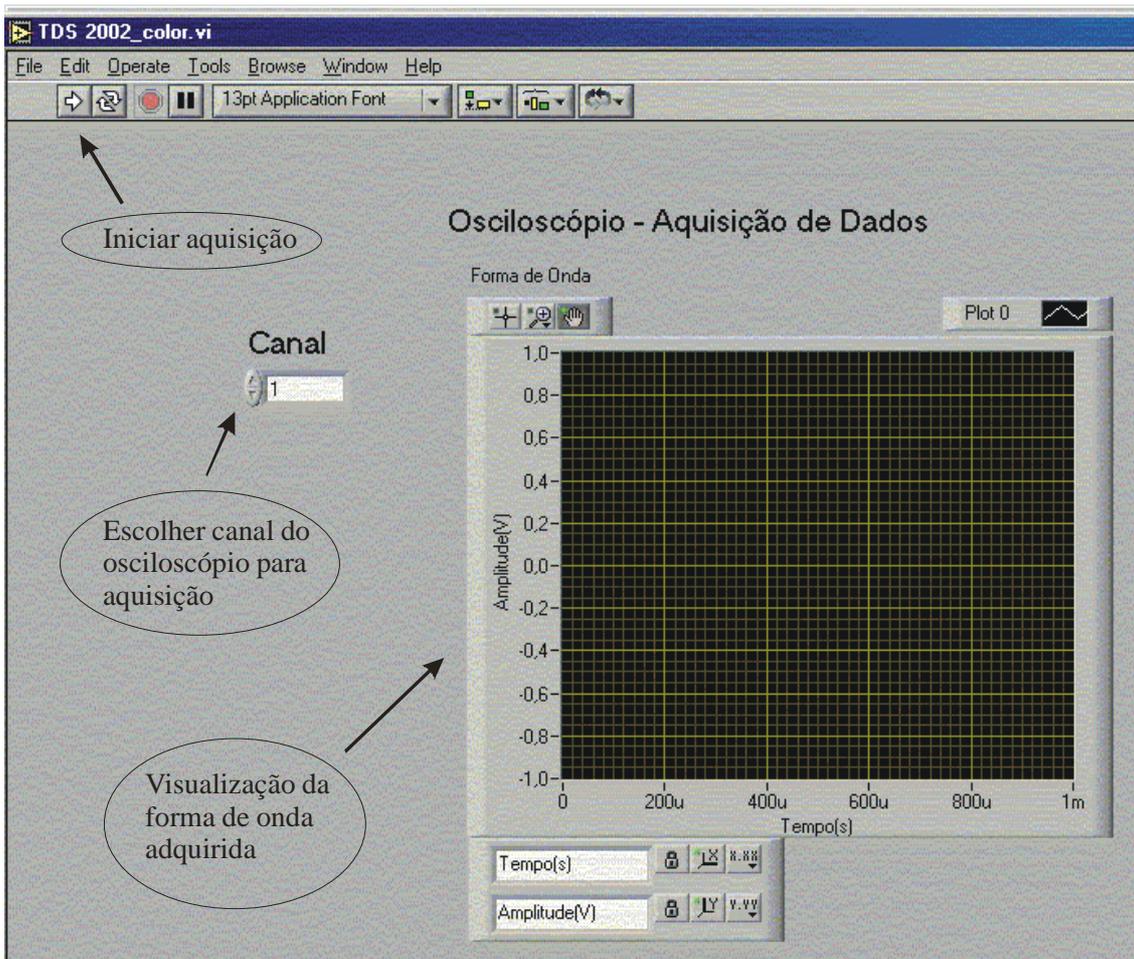
Para analisar o sinal da corrente de fuga captado pelo módulo sensor, um sistema eletrônico foi desenvolvido para detectar as propriedades dos pulsos da corrente de ionização. Optou-se por classificar esses pulsos em faixas de amplitude e medir as frequências de ocorrência correspondentes.

Inicialmente foi montado um sistema baseado em circuitos digitais SSI (do inglês – *Small Scale Integration*, integração em pequena escala) [47]. Apesar de ser uma opção de projeto ultrapassada, ela é funcional e requer um tempo de projeto e implementação muito pequeno. Uma fotografia do Sistema Preliminar de Contagem de Pulsos implementado para detectar as características da corrente de ionização está mostrada na Figura 32. Esse sistema possuía a capacidade de contagem e visualização, em *displays* de 7 segmentos, de 3 níveis de corrente simultâneos, seleção de níveis entre 10 e 110 mA, saída com conector BNC para a visualização da forma de onda da corrente de fuga e um ajuste de sensibilidade para a visualização da forma de onda. O sistema podia ser alimentado por bateria de carro, ou através do conector de acendedor de cigarros de veículos, o que oferecia total portabilidade para uso do sistema em campo. Esse sistema foi utilizado nos primeiros testes de campo na Serra de Maranguape nas proximidades de Fortaleza-CE.



**Figura 32** – Fotografia do Sistema Preliminar de Contagem de Pulsos utilizado para detectar as características da corrente de fuga em campo pela primeira vez.

A saída BNC do sistema da Figura 32 permitia a visualização da forma de onda por meio da sua conexão com um osciloscópio. Porém para a digitalização e análise das formas de onda, um software foi desenvolvido, no ambiente *Labview®*, para adquirir a forma de onda mostrada na tela do osciloscópio. Através de uma interface GPIB (*General Purpose Interface Bus*), o software gravava 2500 pontos de coordenadas da forma de onda em um arquivo texto. Após a finalização da aquisição dos pontos, uma janela de diálogo permitia ao usuário a escolha do nome e do local para salvar o arquivo texto, e em seguida exibia a forma de onda na tela do computador pessoal. A interface gráfica do software de leitura está mostrada na Figura 33. O software permite que seja escolhido qual canal de entrada do osciloscópio será lido e foi desenvolvido para o modelo TDS 2002, da *Texas Instruments®*.

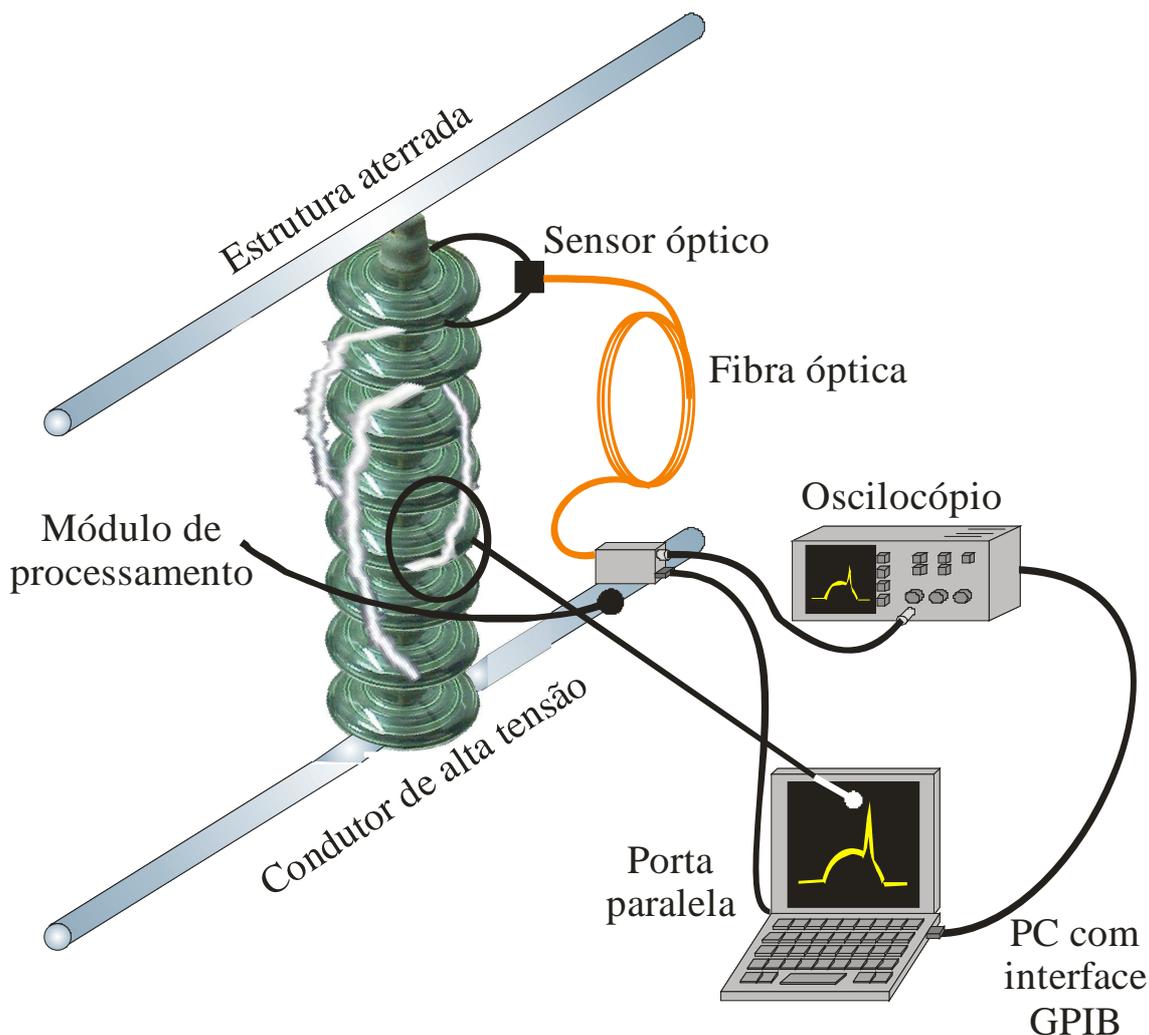


**Figura 33** – Interface gráfica de software, desenvolvido em *Labview*®, para a aquisição da forma de onda na tela do osciloscópio.

Após realizados os primeiros testes de campo, a monitoração da corrente de fuga com a metodologia adotada mostrou-se viável. Logo foi necessário um sistema mais preciso e capaz de não só detectar e amplificar o sinal para permitir uma visualização, como também de armazenar as informações a respeito da corrente de fuga para a realização de experimentos de observação de longo prazo. Com as informações armazenadas em meio digital, elas podem ser processadas e analisadas para se tentar prever a ocorrência de *flashovers* com antecedência o suficiente para que as devidas ações de manutenção sejam executadas.

Um módulo de processamento (MP) foi desenvolvido para agregar as funcionalidades de armazenamento das informações de contagem ao sistema da Figura 32. O sistema sensor completo está ilustrado na Figura 34. Nele o sinal é transmitido por uma fibra óptica e é recebido pelo módulo de processamento que detecta, amplifica

e armazena as características do sinal da corrente de fuga correlacionadas com a ocorrência de descargas elétricas na cadeia de isoladores. O módulo de processamento tem um conector FC fêmea para a conexão com a fibra óptica, uma interface com um conector BNC para a monitoração em tempo real da forma de onda da corrente de fuga através de um osciloscópio e uma interface paralela para comunicação com PC.



**Figura 34** – Diagrama esquemático do sistema sensor para detecção da corrente de fuga.

A Figura 35 mostra o diagrama de blocos do módulo de processamento. O sistema de detecção é composto por um fotodetector de silício do tipo PIN, conectado em série com um resistor de 100 k $\Omega$  de baixa potência. O detector de silício está alinhado com o conector FC fêmea. Ele possui uma área ativa de 13 mm<sup>2</sup> [46], o que garante que o feixe de luz emergindo da fibra óptica fique contido na área ativa da

superfície do fotodetector. Este apresenta ainda um tempo de resposta de 20 ns quando conectado a um resistor de 50  $\Omega$  [46]. Utilizando o resistor de 100 k $\Omega$  o circuito apresentará um tempo de subida de 40  $\mu$ s. O que representa uma resposta 400 vezes mais rápida que o período de uma senóide em 60 Hz.

Após o sistema de detecção há um bloco de amplificação, composto por amplificadores operacionais com tempo de resposta de 5  $\mu$ s, montados na configuração não inversora [47]. Cada amplificador operacional tem seu próprio ganho e alimenta a entrada de um estágio de comparação. A escolha por três amplificadores separados se deu para reduzir a interferência entre os níveis de amplificação, causada pela realimentação dos comparadores com histerese. As saídas dos comparadores estão conectadas em entradas digitais do microcontrolador. Já que o sinal da corrente de fuga por si só, não contém informação suficiente para a predição do *flashover* ou para determinar o grau de poluição sobre os isoladores, o módulo de processamento contém um sensor capacitivo de umidade relativa conectado a um conversor analógico digital do microcontrolador. O MP possui também um conector paralelo DB-25 conectado a portas de entrada e saída do microcontrolador para a transmissão de dados para um PC através da porta paralela.

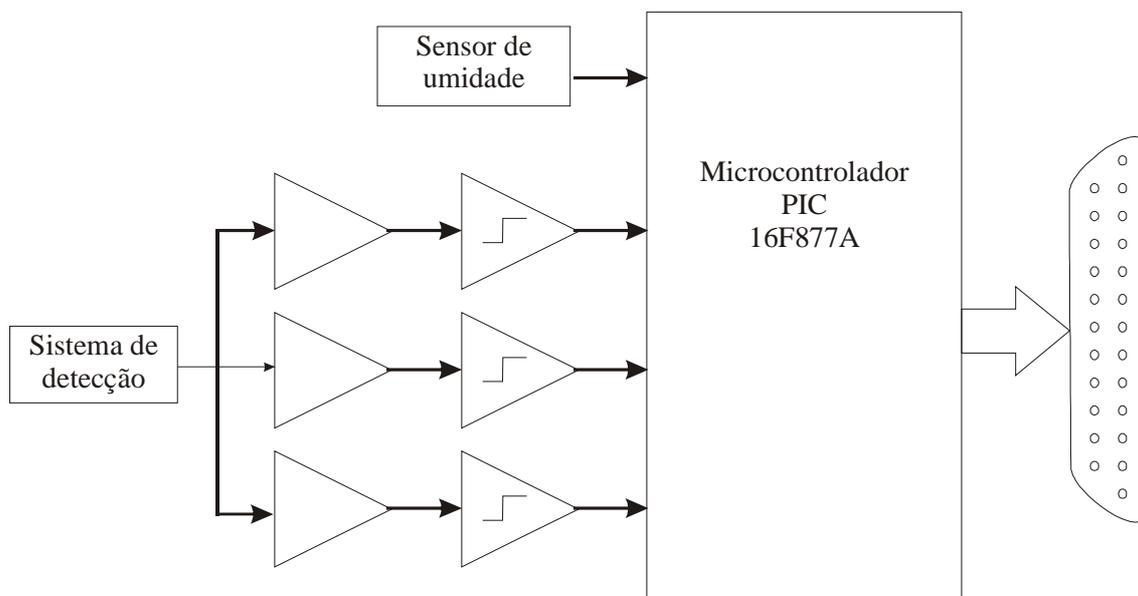


Figura 35 – Diagrama de blocos do módulo de processamento.

Com base nos experimentos de laboratório e de campo os limiares de classificação dos valores de pico da corrente de ionização foram escolhidos em 5 mA, 10 mA e 20 mA e denominados N1, N2 e N3, respectivamente. Atualmente os limiares de comparação dos valores de pico da corrente de ionização são classificados como: nível baixo, nível não agressivo e nível agressivo. Até os níveis N1 e N2, nenhuma ação de manutenção precisa ser tomada, mas uma atenção maior deve ser dada às cadeias gerando picos superiores ao nível N2. Acima do nível N3, ações de manutenção são necessárias. Pretende-se no decorrer de mais experimentos e de observações continuadas, confirmar a classificação desses níveis, bem como determinar se algum ajuste ou introdução de mais algum nível é necessário para aumentar a confiabilidade do sistema [48].

Todo o sistema é controlado por um software desenvolvido em linguagem *assembly* e inserido em um microcontrolador PIC 16F877A. Os circuitos eletrônicos de comparação fornecem os níveis corretos de tensão digital para serem reconhecidos pela lógica CMOS do controlador. Um cristal de 20 MHz foi utilizado como referência para a geração do *clock* interno de sincronização das operações do controlador. O microcontrolador PIC 16F877A, possui um divisor de frequência interno, necessário para alimentar os estágios do seu *pipeline*, e com isso a frequência real de operação é de 5 MHz. O sinal de *clock* foi utilizado como referência para a contagem de tempo do sistema.

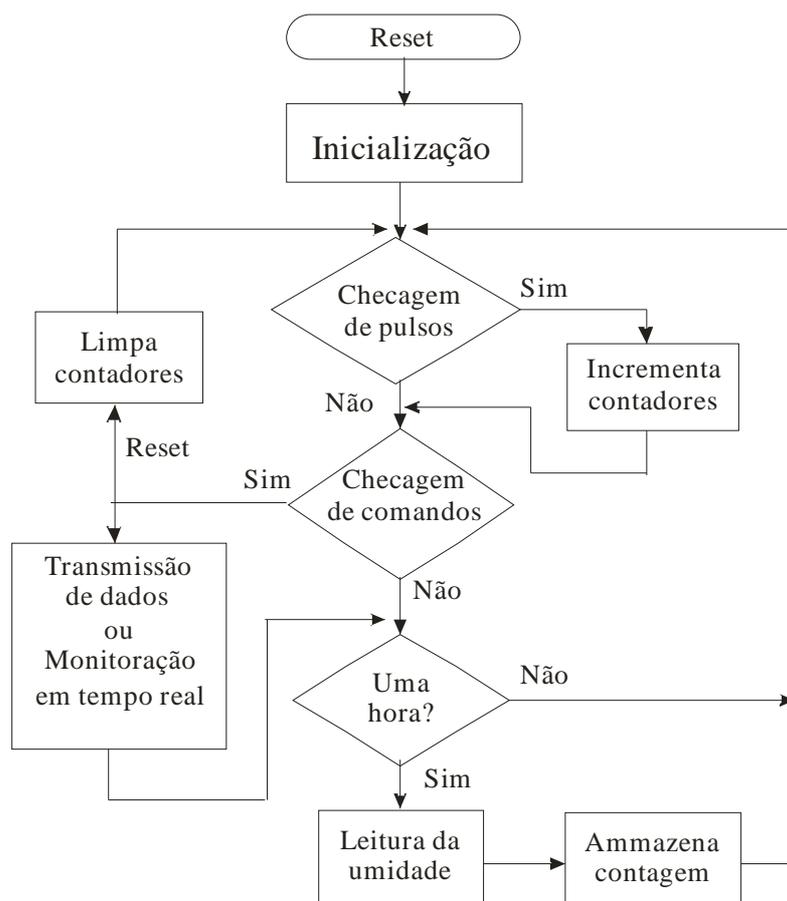
O fluxograma do programa do microcontrolador é mostrado na Figura 36. Quando o sistema é energizado, um circuito RC garante um sinal de *reset* automático, para garantir a inicialização correta do controlador. No estágio de inicialização os registradores de funções especiais (SFR, *special function registers*) são corretamente configurados para a operação do PIC. Rotinas especiais foram desenvolvidas para preservar informações previamente armazenadas caso ocorram eventos de falta de energia.

Após a inicialização o programa entra em um laço infinito, conforme ilustrado na Figura 36, que checa: por pulsos ocorridos na corrente de fuga, por comandos recebidos na interface paralela com o computador pessoal e finalmente calcula o tempo de operação, retornando ao início do laço.

Se qualquer pulso de corrente for detectado com valor de pico situado nas faixas definidas pelos níveis N1, N2 ou N3, o contador temporário correspondente é incrementado. Após o incremento do contador temporário, a interface paralela com o PC é checada. Existem comandos para permitir uma monitoração em tempo real da atividade da corrente de fuga, e para a transmissão dos dados armazenados bem como comandos de *reset* para limpar todos os dados armazenados e iniciar um novo ciclo.

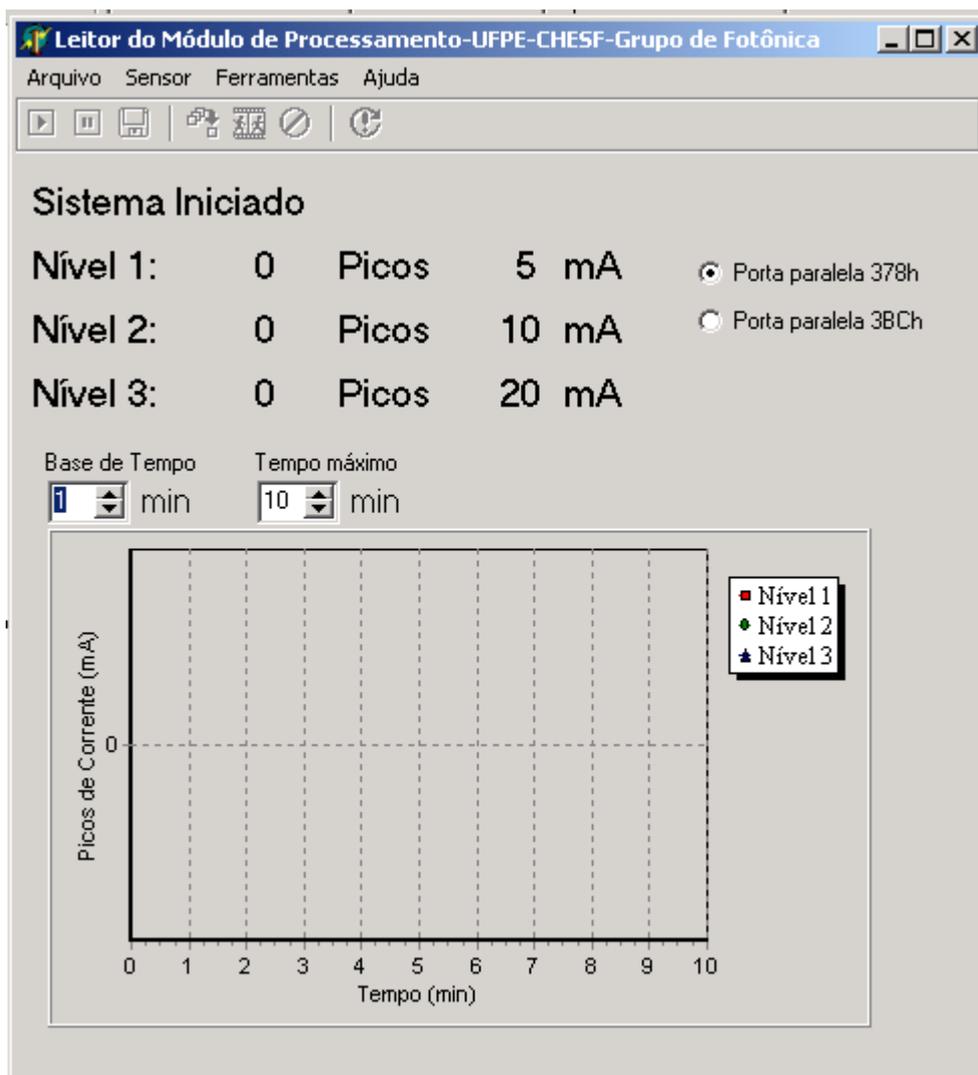
A cada hora, a contagem temporária dos pulsos de corrente de ionização é armazenada permanentemente em memória não volátil. Como a memória de dados EEPROM, do controlador utilizado, possui apenas 256 bytes de capacidade, as posições não usadas da memória *flash* de programa foram utilizadas para esse armazenamento. O controlador utilizado possui 8k posições de 14 bits, por isso, a contagem de pulsos foi limitada a 14 bits. Juntamente com o armazenamento da contagem, a unidade relativa é lida e armazenada na memória de programa. Com essa estratégia, o módulo de processamento tem uma capacidade de armazenamento de informações de 2 meses consecutivos de operação sem que seja necessário nenhum *reset*.

Até o presente momento, rotinas de interrupção são usadas para contar pulsos de *clock* e calcular o tempo de operação. Em 2 meses de operação, um erro típico de 5 horas foi detectado. Esse erro provavelmente é causado por desvios na frequência de operação do cristal. Contudo, com as informações da hora de início de operação e hora da coleta dos dados armazenados, os registros podem ser re-sincronizados, não resultando em perda de informação.



**Figura 36** – Fluxograma do programa de controle do microcontrolador.

Um aplicativo de computador para a aquisição de dados, com interface gráfica, foi desenvolvido. Intitulado de Leitor do Módulo de Processamento (LMP), esse aplicativo permite a comunicação, através da porta paralela, com o microcontrolador embarcado no módulo de processamento. Um protocolo foi desenvolvido para controlar a comunicação e a transmissão de dados entre o PC e o PIC. O aplicativo foi desenvolvido em *Delphi®* e as rotinas de acesso à porta paralela, foram escritas em linguagem de montagem. A interface gráfica do LMP está mostrada na Figura 37.



**Figura 37** – Interface gráfica do programa de aquisição de dados - LMP.

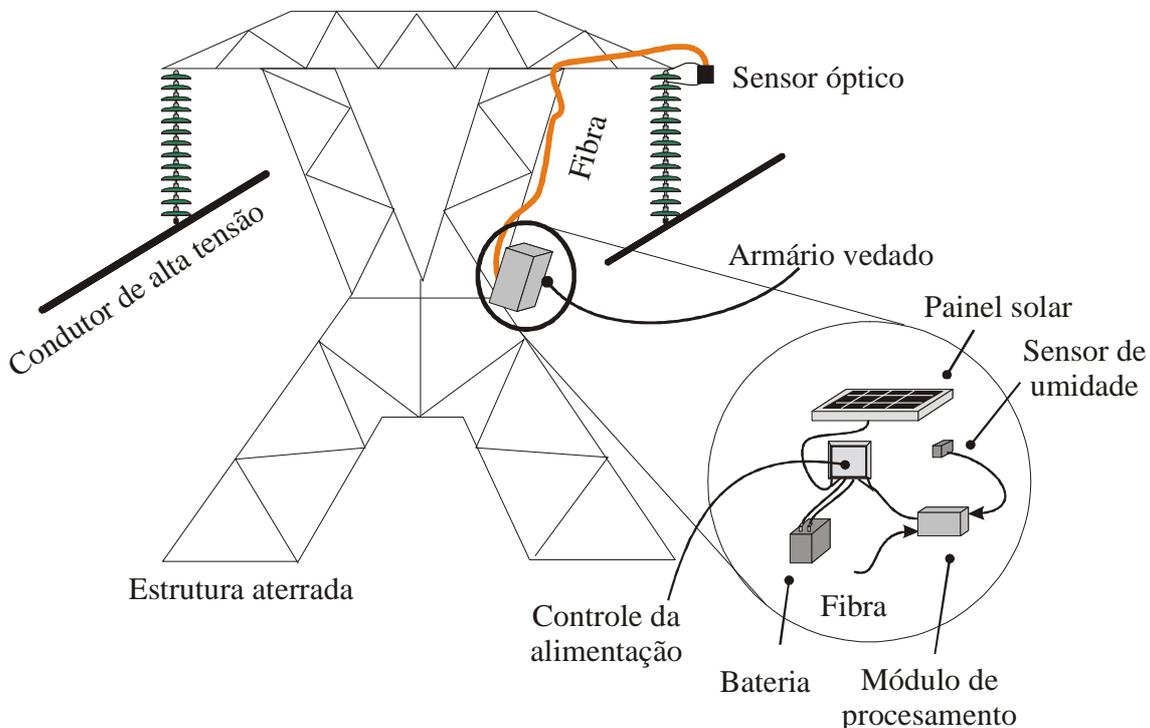
O LMP permite a visualização em tempo real da atividade da corrente de fuga, atualizando a contagem na tela do PC a cada 200 ms, para cada nível. Ele informa ao usuário quais as funções que podem ser utilizadas a cada momento. O LMP também realiza, sob comando passado pelo usuário, a recepção dos dados armazenados na memória do microcontrolador e os salva em um arquivo texto, possibilitando a sua posterior análise. Após a transmissão, o LMP mostra na tela um gráfico com a atividade registrada nos três níveis de observação, permitindo uma análise rápida dos dados obtidos.

Em experimentos de laboratório, o LMP pode ser utilizado para gravar as frequências de ocorrência dos pulsos de corrente de ionização. Ou seja, ele pode ser usado para controlar a aquisição dos dados automaticamente em experimentos, determinando o tempo máximo de aquisição dos dados, no campo *Tempo máximo*, e

também determinando o intervalo de coleta das contagens de pulsos nos três níveis, configurando o campo *Base de Tempo*.

Tanto nos experimentos de laboratório, quanto nos experimentos de campo realizados nas subestações, tem-se disponível no local de montagem dos instrumentos alimentação alternada de 220 V. Por meio de fontes de alimentação CC, é possível alimentar o módulo de processamento, para permitir a sua operação. Nas subestações, durante experimentos de observação por um longo período de tempo, *nobreaks* próprios para computadores foram adaptados para reduzir a probabilidade de falhas na alimentação dos módulos de processamento e conseqüentes perdas de informações.

Nos experimentos de campo, para prover a alimentação para os circuitos eletrônicos do módulo de processamento, foi utilizado um sistema de alimentação com células solares. O diagrama do sistema instalado nas torres das linhas de transmissão está mostrado na Figura 38. O sensor é conectado em paralelo com o isolador mais próximo da estrutura aterrada da torre e o feixe de luz gerada pelo sensor é guiado através de uma fibra óptica até o módulo de processamento. O MP e os circuitos da alimentação foram acomodados dentro de um armário vedado para protegê-los de intempéries.



**Figura 38** – Diagrama esquemático do sistema de alimentação solar utilizado nas torres de linhas de transmissão.

## Capítulo 5 – Resultados experimentais

Durante a construção e aperfeiçoamento do módulo sensor e do módulo de processamento diversos experimentos de campo e de laboratório foram realizados para testes da técnica proposta para medição de corrente de fuga e da estratégia desenvolvida para contagem dos pulsos da corrente de ionização. Os experimentos de laboratório foram realizados em instalações com diferentes capacidades de potência e de tensão máxima. Em campo foram realizados experimentos para obtenção de formas de onda e do comportamento em longo prazo da corrente de fuga em cadeias de suspensão e de ancoragem, em torres dentro e fora de subestações. Experimentos específicos foram conduzidos para monitorar o comportamento da corrente de fuga durante a lavagem de cadeias de isoladores de ancoragem e de suspensão. Os experimentos e seus resultados estão descritos a seguir.

### **5.1 Resultados de laboratório**

Alguns experimentos foram realizados em laboratórios com tensões máximas de 69 kV e 120 kV existentes na CHESF, e no laboratório de alta tensão da Universidade Federal de Campina Grande com capacidade de até 600 kV. Conforme descrito nas seções anteriores, a reprodução em laboratório das situações encontradas em campo é muito difícil. Sendo assim, os experimentos de laboratório tiveram como objetivo identificar as principais características da corrente de fuga, testar a funcionalidade do sistema sensor proposto e descobrir possíveis limitações do sistema. Porém, com os resultados dos experimentos de laboratório, foi possível observar que algumas características da corrente de fuga sempre se repetem como, por exemplo, o aumento da amplitude da corrente quando os isoladores são expostos a ambientes úmidos, ou ainda o aparecimento de pulsos de corrente quando os isoladores estão poluídos e expostos a altas umidades. Por conta disso, foi montada uma câmara de poluição para simular a operação dos isoladores em ambientes secos e em ambientes úmidos. Os testes com essa câmara utilizaram amostras de isoladores limpos e outras naturalmente poluídas em campo. Todos os experimentos utilizaram isoladores de vidro, pois são os mais utilizados no sistema de transmissão da CHESF.

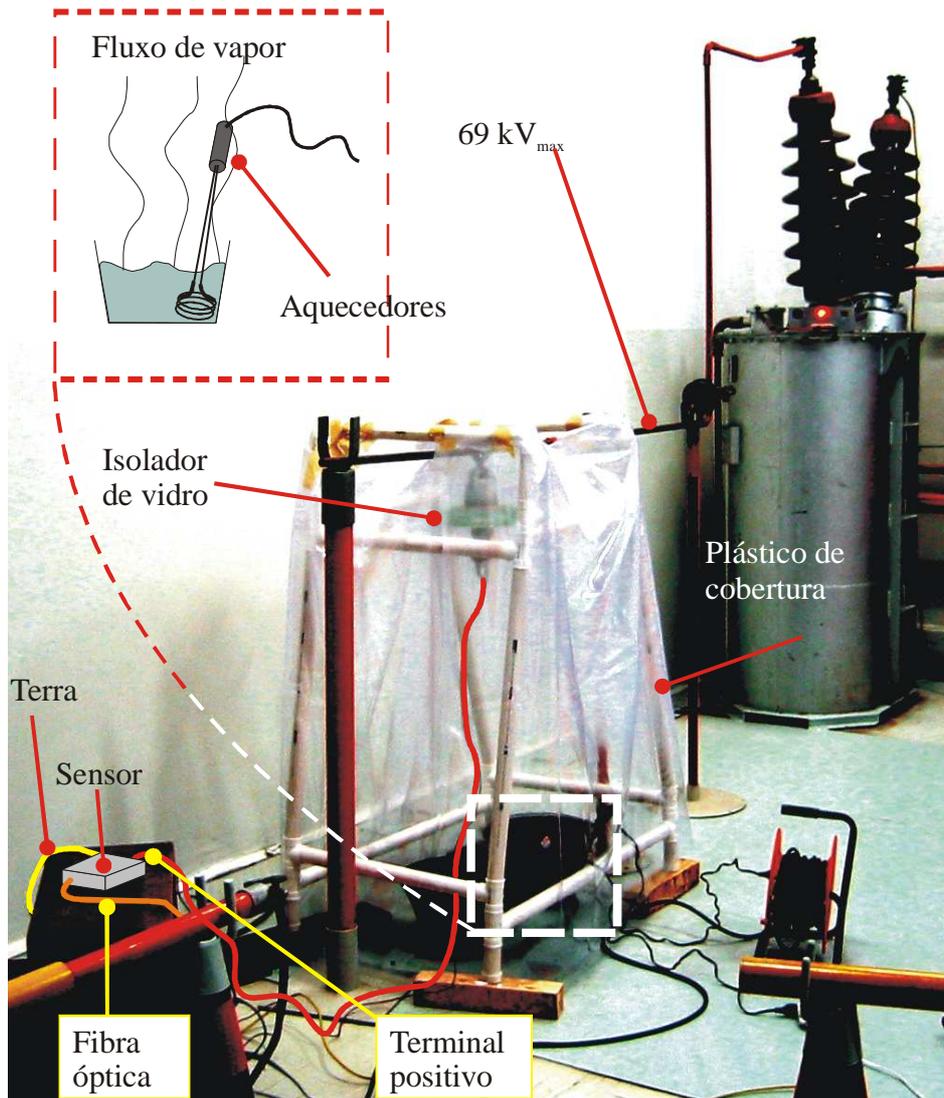
### 5.1.1 Laboratórios de 69 kV e 120 kV da CHESF

A Figura 39 mostra a configuração, usada em laboratório, para a realização dos experimentos preliminares. Um transformador, com saída de tensão ajustável e capacidade máxima de 69 kV, foi utilizado para alimentar o isolador. A tensão gerada foi transmitida por um barramento, ligado à saída do transformador, que servia de suporte para a sustentação da cadeia de isoladores, neste caso formada por um único isolador. O isolador foi conectado ao barramento de alta tensão no lado da campânula e o lado do pino foi conectado a um fio, o qual conduziu a corrente de fuga até o terminal positivo do sensor. O terminal negativo do sensor foi conectado através de outro fio a uma malha de terra existente no laboratório. Uma câmara de poluição foi construída, utilizando uma cobertura plástica transparente, para criar um ambiente fechado em torno do isolador. Dentro dessa câmara foi colocado um recipiente com água, e aquecedores elétricos foram submersos, conforme destacado na ampliação da Figura 39. Com os aquecedores ligados, o processo de evaporação da água foi acelerado e após algum tempo a água entrava em ebulição, gerando um fluxo contínuo de vapor dentro da câmara. Como os objetivos dos experimentos de laboratório eram apenas testar o funcionamento do sensor e observar as principais características da corrente de fuga, não foi implementado nenhuma medição ou controle da umidade gerada.

O sinal óptico, gerado no sensor, foi transmitido através de uma fibra óptica até um fotodetector. O sinal detectado foi observado diretamente na tela de um osciloscópio, com frequência máxima de 60 MHz, dotado de uma interface GPIB. Um programa desenvolvido no ambiente *Labview*®, transfere o sinal exibido na tela do osciloscópio para um computador portátil, por meio da interface GPIB, com os dados gravados na forma de um arquivo texto contendo 2500 pares de pontos representativos do sinal. Esses dados podem então ser representados graficamente ou processados matematicamente com o auxílio de um computador.

Vários experimentos foram realizados no laboratório de 69 kV com o intuito de cobrir todas as possibilidades de situações encontradas em campo. Para isso, foram estudadas qualitativamente as dependências da forma de onda da corrente de fuga com os seguintes parâmetros: tensão aplicada sobre o isolador, condição de umedecimento inicial do isolador, nível de vapor gerado e nível de contaminação do isolador. Porém, o

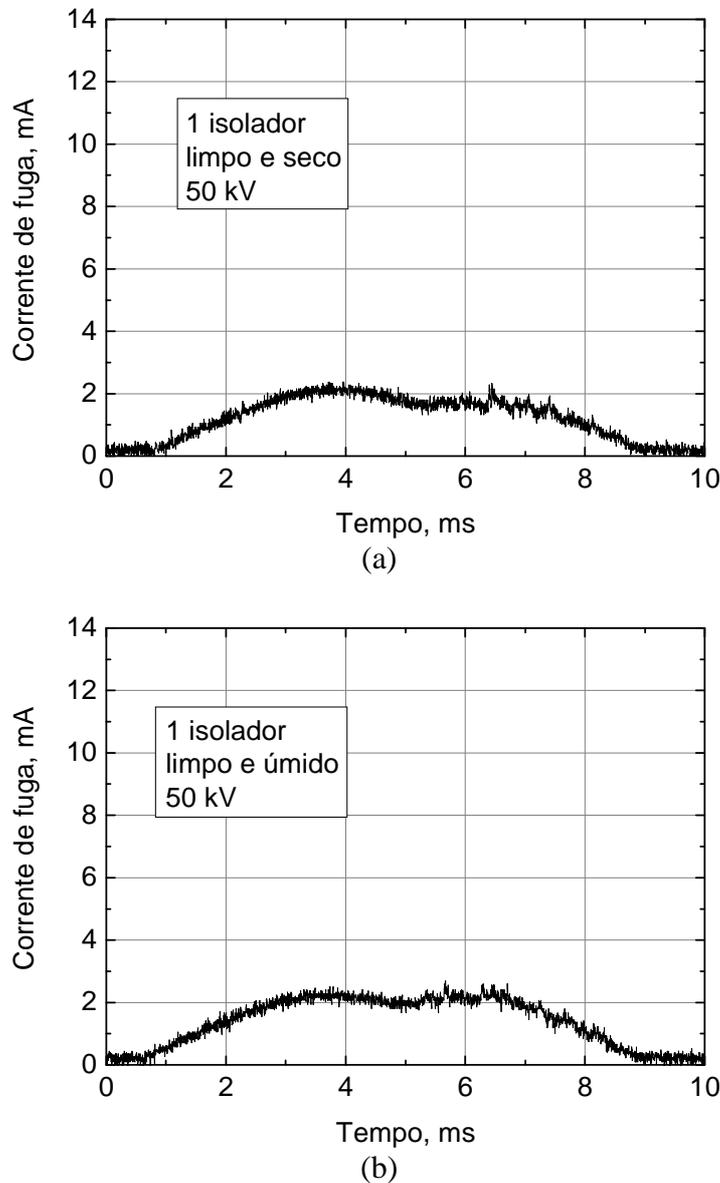
circuito de alimentação do transformador possuía um relé de sobrecorrente de 20 mA. Por causa da atuação do relé, vários experimentos foram prematuramente interrompidos. Contudo, várias formas de onda com combinações de poluição e umidade diferentes impostas aos isoladores foram obtidas no laboratório de 69 kV. Algumas formas de onda estão mostradas nas Figura 40 a Figura 43.



**Figura 39** – Fotografia de uma configuração típica para experimentos em laboratório de 69 kV da CHESF. A parte destacada mostra a configuração utilizada para gerar vapor no ambiente ao redor dos isoladores.

Formas de onda da corrente de fuga para 1 isolador submetido a 50 kV estão mostradas na Figura 40. A amplitude da componente senoidal variou pouco entre as situações seca e úmida e não foram registrados pulsos de corrente. O sinal apresenta

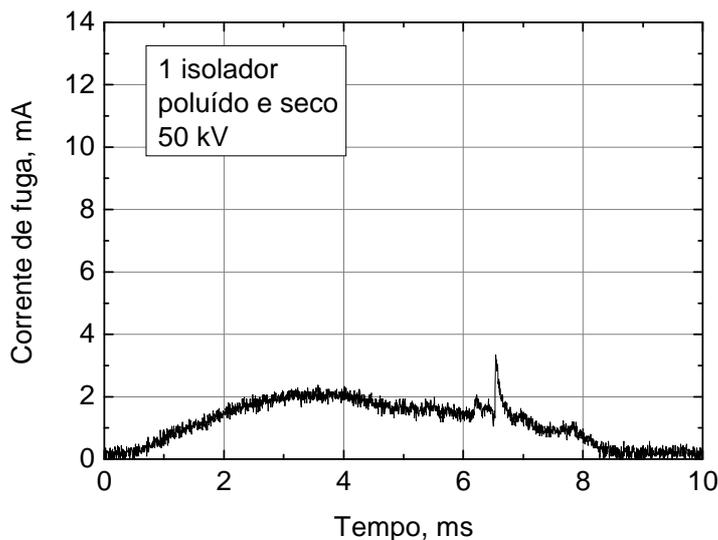
uma distorção na forma de um vale na região próxima ao valor máximo da senóide. Essa distorção provavelmente é devida a limitações de potência da fonte de alimentação utilizada no experimento.



**Figura 40** – Forma de onda da corrente de fuga para 1 isolador submetido a 50 kV, com o isolador limpo e seco (a) e com o isolador limpo e úmido (b).

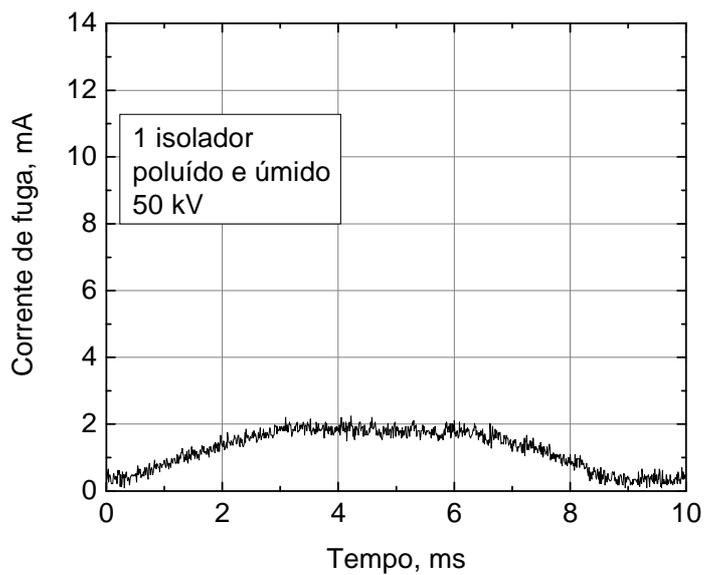
A Figura 41 mostra a forma de onda para um isolador poluído e seco submetido a 50 kV. As distorções observadas na forma de onda tornaram-se maiores e o sinal apresenta um breve pulso de corrente. Na Figura 42 estão exibidas duas formas de onda para o isolador poluído e úmido submetido a 50 kV. Quando o isolador poluído foi exposto a um ambiente úmido o sinal apresentou pulsos mais intensos e mais largos no tempo, contudo a amplitude máxima da meia senóide permaneceu quase constante. Os

pulsos são intermitentes e não ocorrem em todos os ciclos da corrente de fuga. Na Figura 42 (a) o sinal apresenta distorção com um aplainamento do máximo da senóide e não apresenta pulsos. Na Figura 42 (b) o sinal apresenta distorção na forma de onda senoidal e dois pulsos de corrente superpostos à componente senoidal. Uma análise mais detalhada da Figura 42 (b) mostra que entre os dois pulsos mais largos existem pequenos pulsos de corrente.

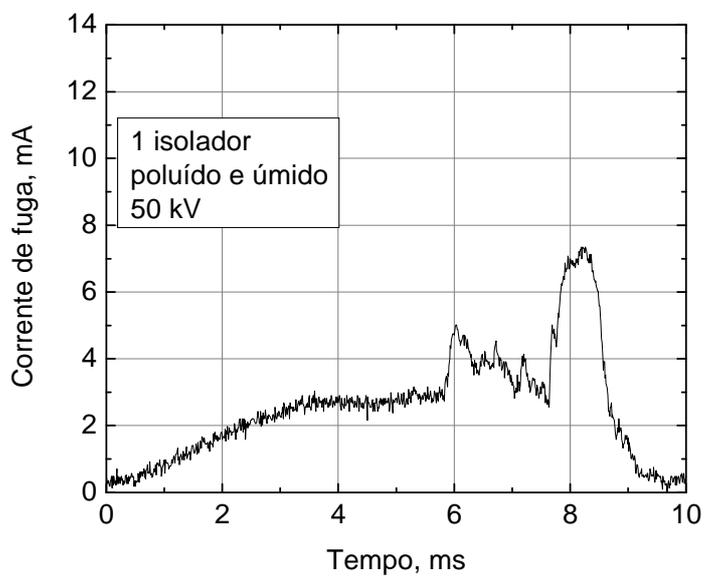


**Figura 41** – Forma de onda da corrente de fuga para 1 isolador poluído e seco submetido a 50 kV.

Durante o experimento a tensão imposta ao isolador poluído e úmido foi aumentada. Com o aumento da tensão a amplitude e a duração dos pulsos de corrente também aumentaram. Por outro lado, a amplitude máxima da corrente de fuga variou muito pouco. Duas formas de onda com o isolador poluído e úmido submetido a 55 kV estão mostradas na Figura 43. O comportamento do sinal da corrente de fuga apresentado neste experimento repetiu-se em outros experimentos. A componente senoidal mantém-se em níveis próximos de 2,5 mA. A amplitude dos picos variou não linearmente com a tensão aplicada. Quando os isoladores estão limpos e secos a intensidade e frequência dos picos são muito baixas. Quando os isoladores estão poluídos e expostos a ambientes com alta umidade relativa, a amplitude (e a frequência, neste momento verificada apenas visualmente) dos picos aumenta consideravelmente atingindo nestes experimentos 13 mA, cerca de 5 vezes maior que a componente senoidal. Como exemplificado na Figura 42 (b), os picos de corrente são aleatórios e não estão presentes em todos os ciclos da corrente de fuga.

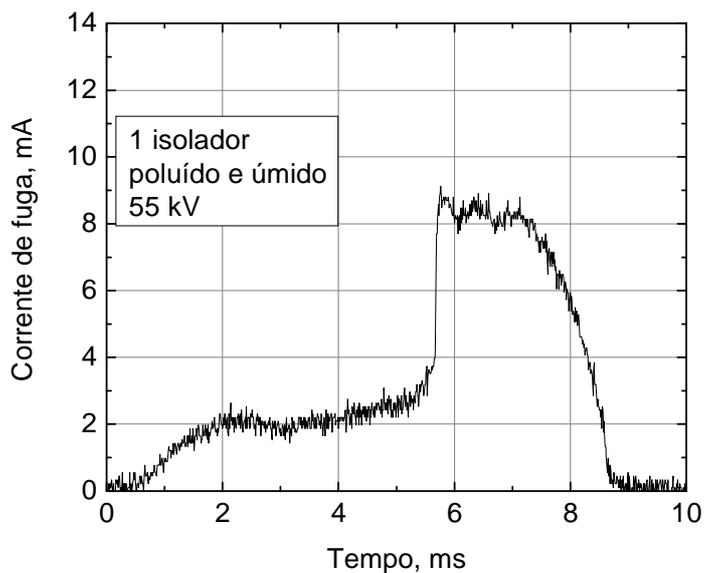


(a)

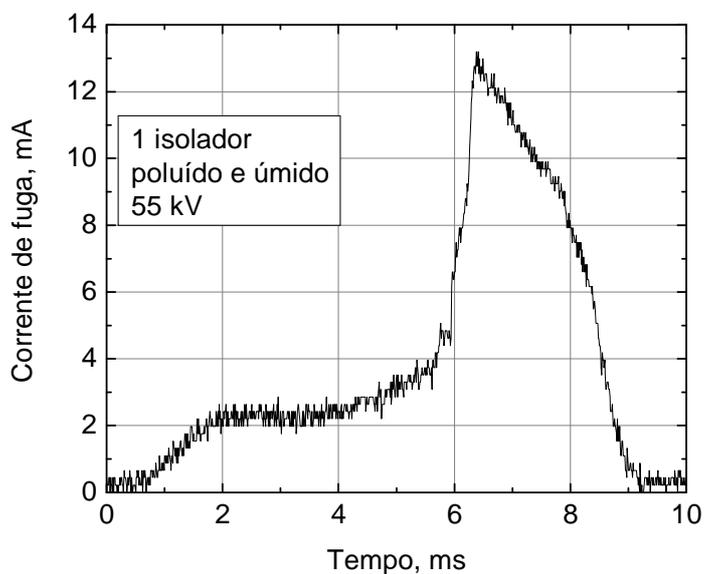


(b)

**Figura 42** – Forma de onda da corrente de fuga para 1 isolador poluído e úmido submetido a 50 kV (a) sem e (b) com a presença de pulsos de corrente.



(a)



(b)

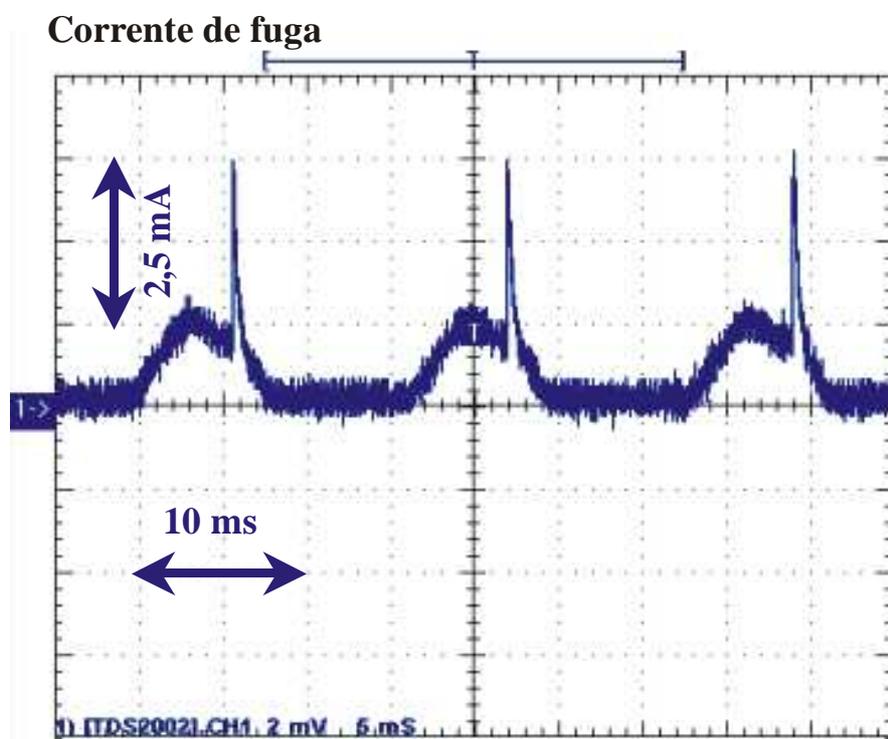
**Figura 43** – Formas de onda da corrente de fuga para 1 isolador poluído e úmido submetido a 55 kV, exibindo valores de pico de: (a) 9 mA e (b) 13 mA.

Novos experimentos foram realizados em laboratório da CHESF, com capacidade de tensão de até 120 kV. A Figura 44 mostra uma forma de onda típica medida em um dos experimentos realizados nesse laboratório, com 2 isoladores de vidro poluídos expostos a um fluxo contínuo de vapor gerado durante o andamento dos experimentos.

Com as observações feitas nas diversas formas de onda registradas nos experimentos nos laboratórios de 69 e 120 kV da CHESF foi possível determinar as

principais características da corrente de fuga. A forma de onda da Figura 44, assim como em observações registradas em experimentos anteriores, bem como outras relatadas na literatura possui uma componente senoidal que acompanha o sinal de tensão aplicado, com uma diferença de fase que pode se tornar nula se a corrente de condução devido à poluição for dominante em relação à corrente de deslocamento presente na cadeia de isoladores. Outra componente da corrente de fuga é caracterizada por breves pulsos de corrente, que estão correlacionados diretamente com as descargas parciais nas superfícies dos isoladores. Essa componente foi denominada neste trabalho de **corrente de ionização**.

O aparecimento de pulsos de corrente de ionização sobrepostos à senóide é aleatório, porém foi notável observar durante os experimentos, que sua frequência de ocorrência e intensidade aumentavam de acordo com o aumento do estresse elétrico, fosse este provocado pelo aumento da tensão, da umidade ou da poluição. Em busca da confirmação e de mais informações sobre as características da corrente de fuga, novos experimentos foram realizados em um laboratório com maior capacidade de reprodução das condições encontradas em campo.

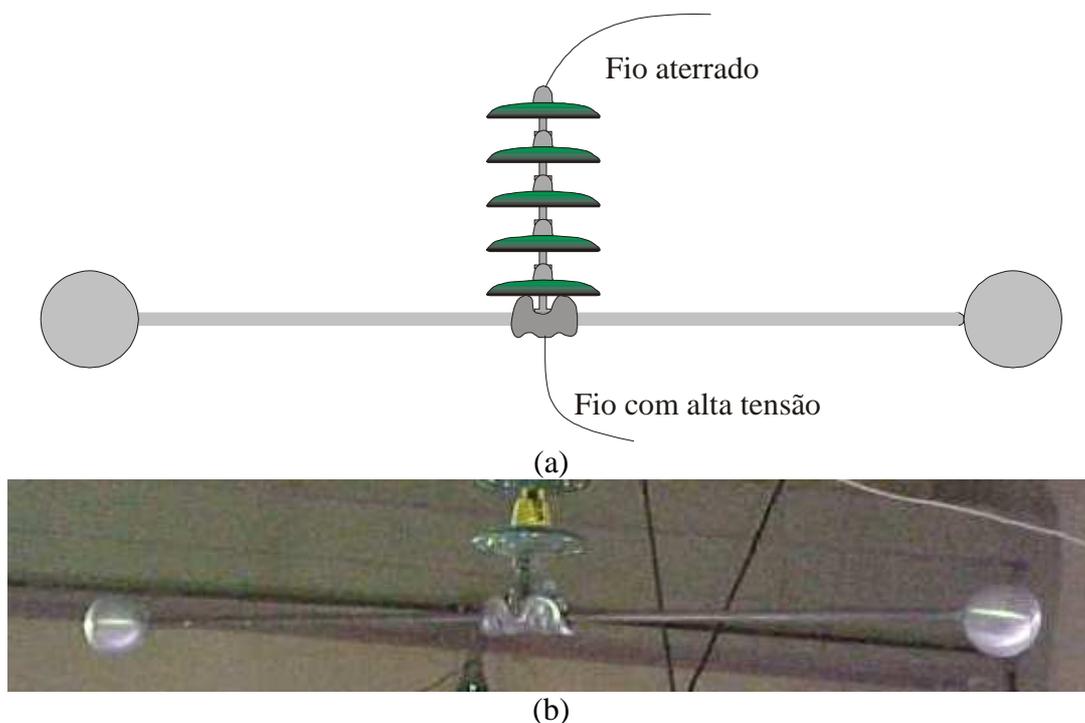


**Figura 44** – Forma de onda detectada para a corrente de fuga, para 2 isoladores poluídos e úmidos submetidos a uma tensão de 120 kV.

### 5.1.2 Laboratório de 600 kV da UFCG

Novos experimentos foram realizados no Laboratório de Alta Tensão do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande. Esse laboratório possui capacidade de gerar tensões de até 600 kV, com um nível máximo de aproximadamente 1 A de corrente. Durante os experimentos a tensão foi variada e a amplitude das componentes do sinal da corrente de fuga foram registradas em função dos valores de tensão aplicados.

Inicialmente a cadeia de isoladores foi alimentada com um fio conectado ao isolador através de um conector do tipo “garra jacaré”. Foi observada uma geração acentuada do efeito corona nos pontos de conexão do fio com a garra e desta com o pino do isolador. Visando reduzir o efeito corona na conexão de alimentação da cadeia, foram utilizadas diversas configurações de montagem. A Figura 45 mostra a configuração que propiciou os melhores resultados. Um fio condutor foi utilizado para alimentar um barramento acoplado a esferas metálicas nas suas pontas de modo a reduzir o efeito corona nas extremidades da barra. Essa configuração tenta reproduzir um barramento de tensão para tornar a distribuição de campo elétrico mais próxima daquela encontrada em campo. As esferas metálicas acopladas às pontas da barra suavizam os contornos da superfície, reduzindo a formação do efeito corona.

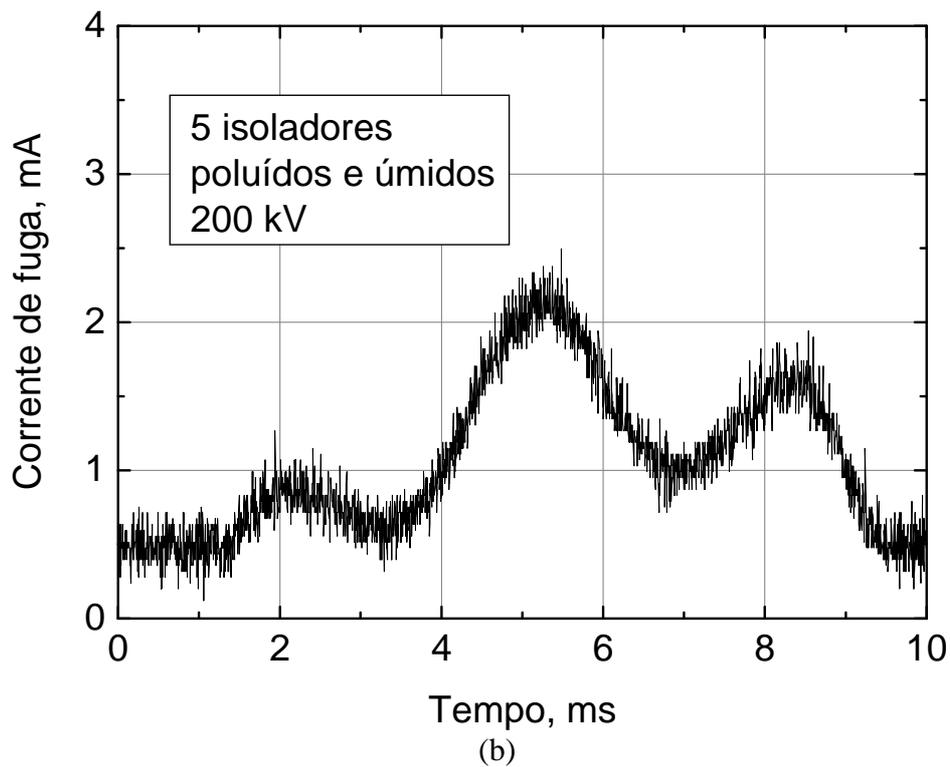
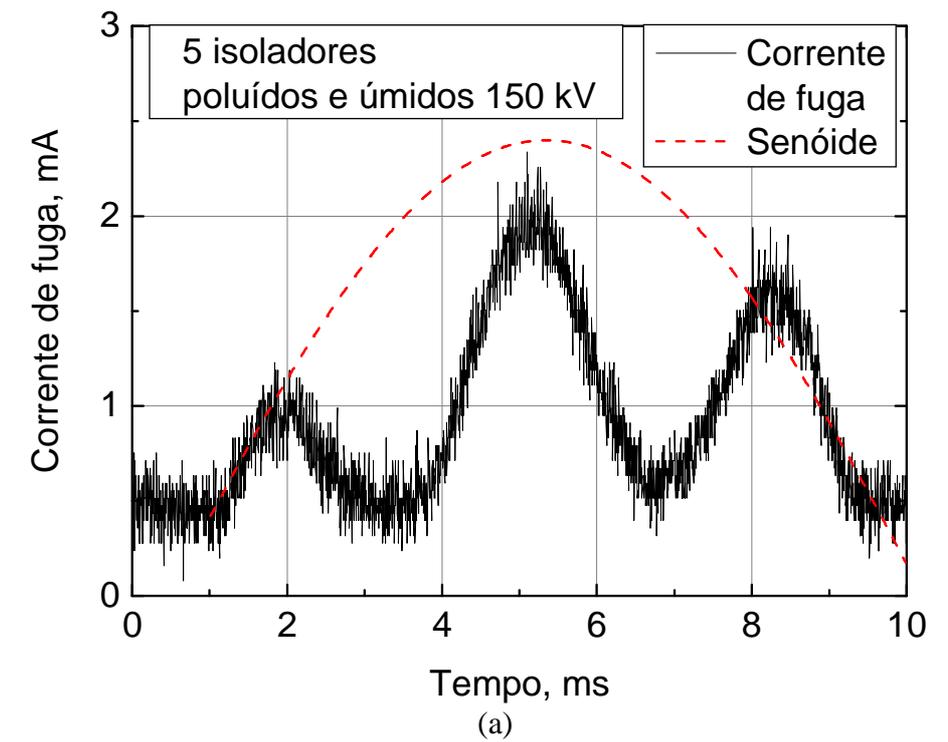


**Figura 45** – Configuração (a) e fotografia (b) da montagem para experimentos com cadeias de isoladores submetidas a tensões de até 260 kV.

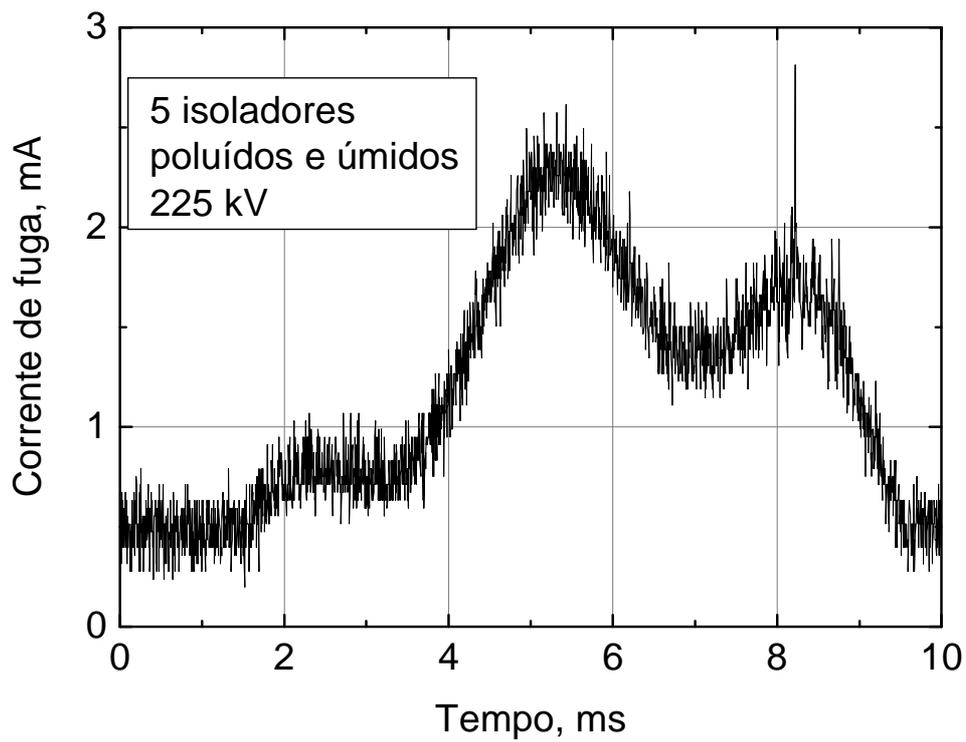
Nos experimentos a tensão aplicada era variada até que um *flashover* ocorresse. Foram realizados experimentos com 2, 5, 9 e 16 isoladores limpos ou poluídos, com ou sem a presença de umidade gerada artificialmente por um evaporador. A seguir estão descritos os resultados obtidos com a utilização de uma cadeia com 5 isoladores de vidro, naturalmente poluídos em campo, que haviam sido retirados de operação devido ao alto nível de atividade de descargas parciais observado em campo.

A cadeia com 5 isoladores com a configuração da Figura 45 foi submetida a uma tensão variável desde 150 kV até 250 kV. Varias formas de onda da corrente de fuga com os isoladores submetidos a um fluxo de vapor foram obtidas e estão mostradas nas Figuras 46 a 49. Em todas as figuras estão mostrados apenas um semi-ciclo da corrente de fuga. É possível observar que todas as formas de onda possuem uma forte distorção que varia com o aumento da tensão aplicada. Para comparação, na Figura 46 (a) está traçada uma senóide de mesmo período e amplitude aproximada daquilo que se esperaria para a forma de onda de uma tensão alternada senoidal de 60 Hz. Presume-se que a distorção na forma de onda é devida a harmônicos presentes no gerador de tensão utilizado.

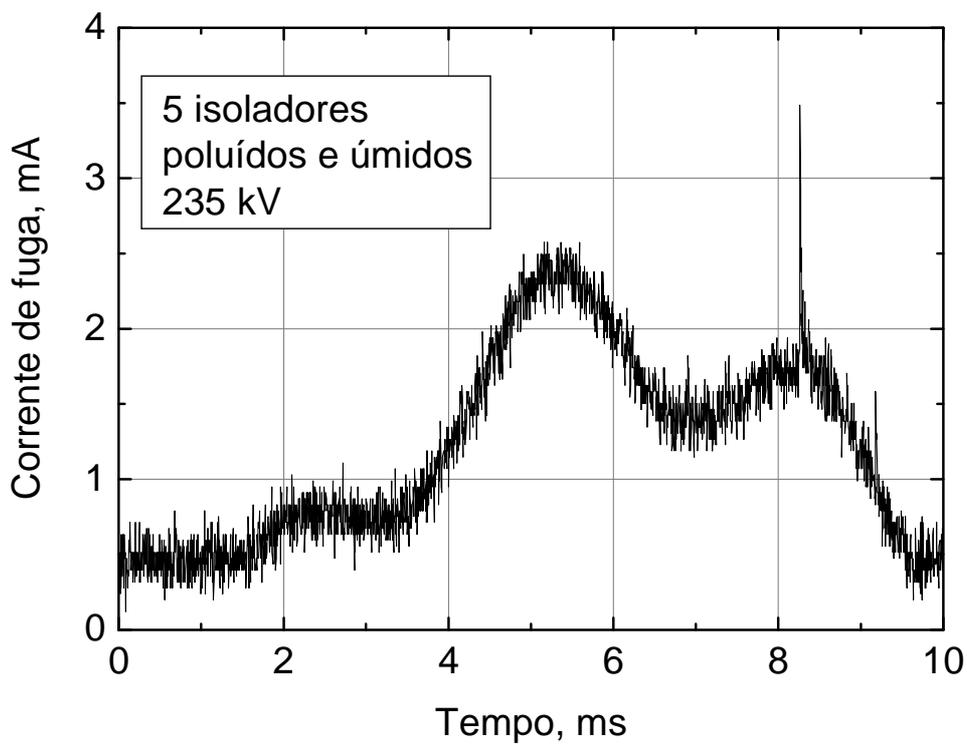
Nas formas de onda mostradas nas Figuras 46 a 49 a corrente de fuga apresentou aumento de amplitude com a tensão aplicada. Comportamento semelhante foi observado para a amplitude e frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização. Em todas as formas de onda observadas ao longo desta pesquisa os pulsos da corrente de ionização sempre ocorreram na região próxima ao fim do semi-ciclo positivo da corrente de fuga. Dado que o instante de ocorrência dos pulsos provocados por descargas parciais deve coincidir com o instante de ocorrência do máximo valor de tensão sobre a cadeia, pode-se concluir que nos experimentos de laboratório, a componente capacitiva da corrente de fuga é significativa.



**Figura 46** – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 150 kV (a) e a 200 kV (b).

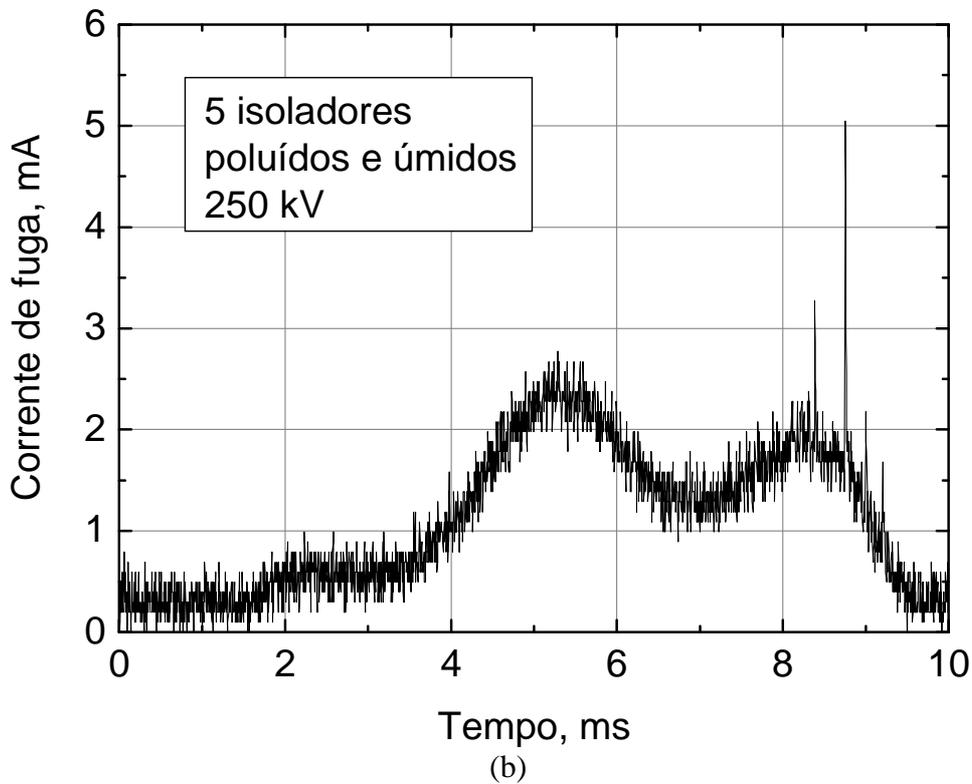
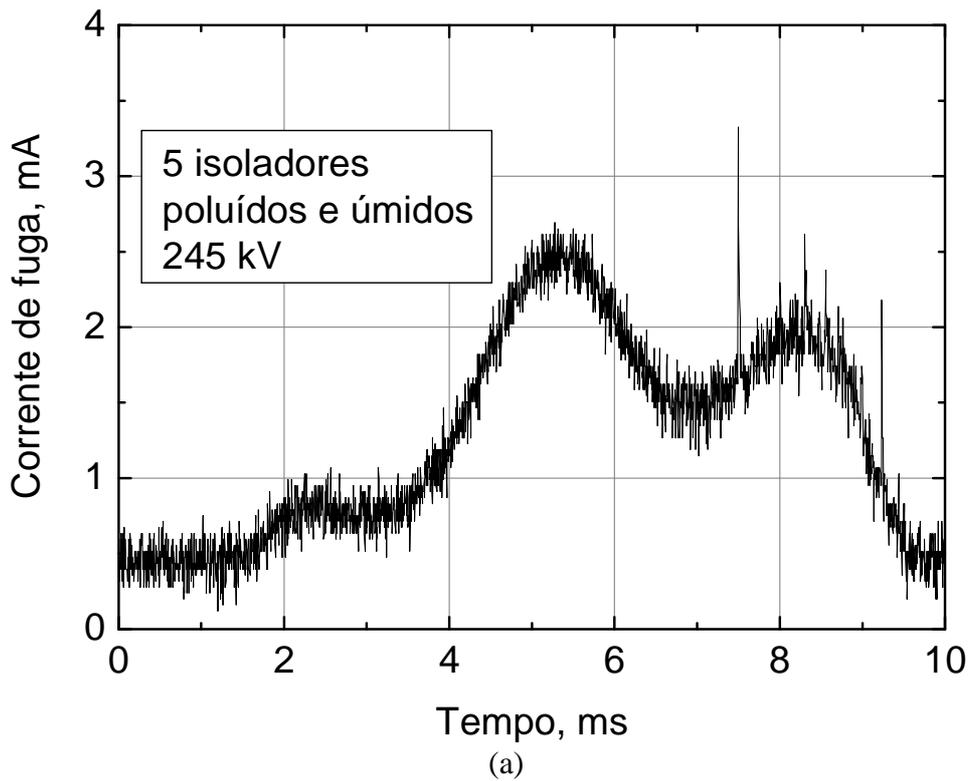


(a)

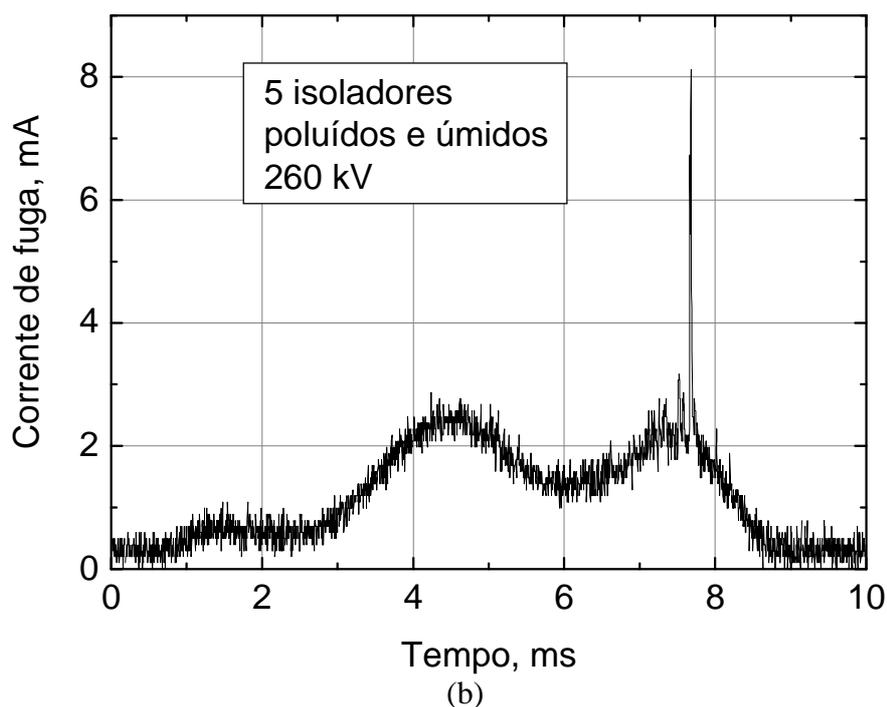
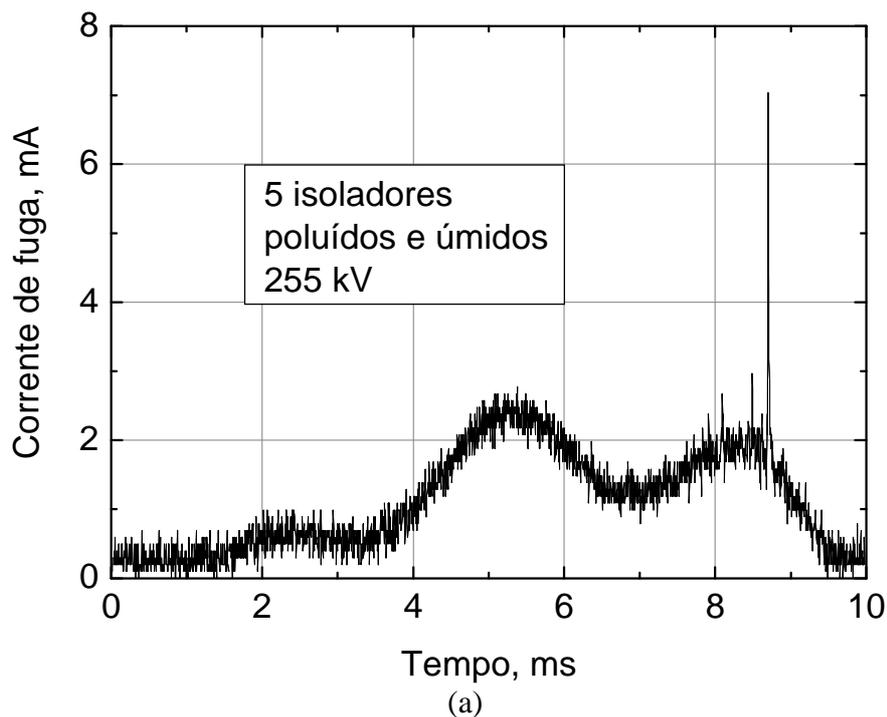


(b)

**Figura 47** – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 225 kV (a) e a 235 kV (b).



**Figura 48** – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 245 kV (a) e a 250 kV (b).

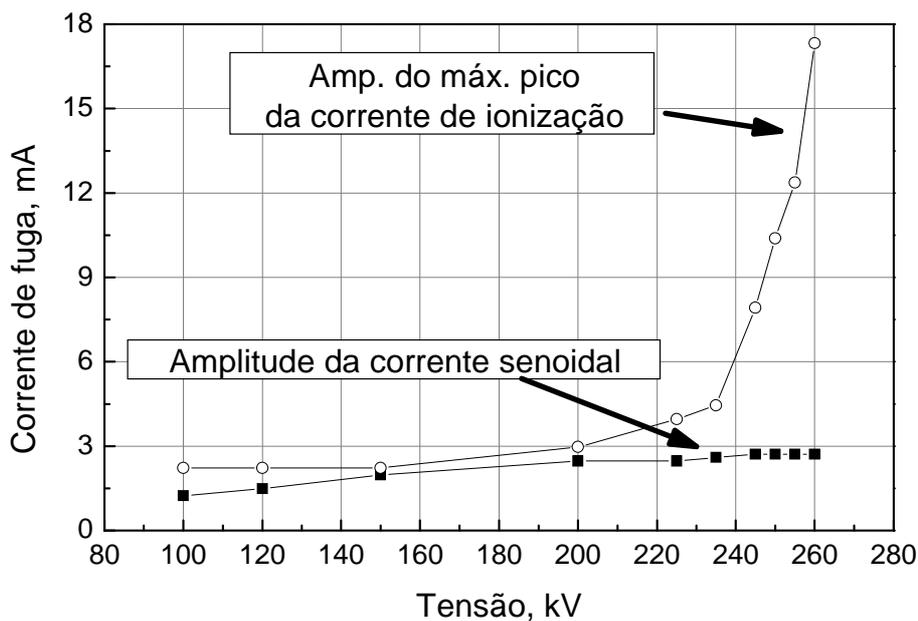


**Figura 49** – Formas de onda da corrente de fuga para uma cadeia com 5 isoladores de vidro poluídos e expostos a vapor de água submetidos a 255 kV (a) e a 260 kV (b).

A Figura 50 mostra a dependência com a tensão aplicada do valor máximo da componente fundamental da corrente de fuga e do valor de pico da corrente de ionização para uma cadeia com 5 isoladores de vidro, submetidos a uma tensão variável, e inseridos num ambiente com geração artificial de vapor. Essa figura mostra

claramente que a amplitude da componente fundamental sofre uma variação linear com a tensão aplicada. À medida que a tensão aumenta, a intensidade das descargas parciais aumenta e os valores de pico da corrente de ionização aumentam de forma acentuada. O ponto onde o gráfico apresenta a maior tensão aplicada coincide com o ponto onde o experimento foi encerrado devido à ocorrência de um *flashover*.

Os resultados obtidos nos experimentos realizados no laboratório de 600 kV da UFCG levam a conclusão de que a corrente senoidal não contém informações relevantes sobre a ocorrência de *flashover*, e que a corrente de ionização, por outro lado, está diretamente relacionada a esse fenômeno. Outra observação, feita visualmente, foi que a frequência de ocorrência dos pulsos da corrente de ionização aumentava juntamente com a sua amplitude à medida que o estresse elétrico aumentava. Os resultados confirmaram o aparecimento de pulsos de corrente apenas quando os isoladores estão poluídos e expostos a ambientes úmidos.

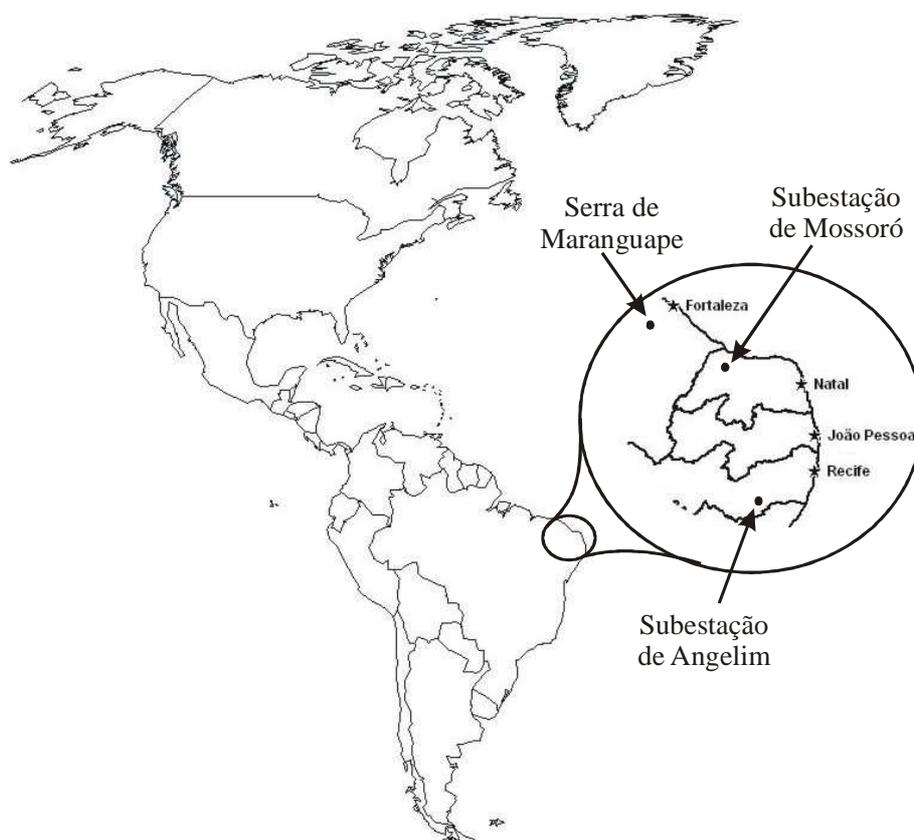


**Figura 50** – Dependência da corrente de ionização com a tensão aplicada, para uma cadeia com 5 isoladores poluídos numa atmosfera com geração artificial de vapor.

## 5.2 Resultados experimentais em campo

Para estudar os efeitos combinados da poluição e umidade sobre a corrente de fuga em cadeias de isoladores de alta tensão no sistema de linhas de transmissão da CHESF, três torres localizadas em três diferentes estados da Região Nordeste do Brasil

foram escolhidas devido as suas características ambientais particulares. Duas situadas nas dependências das subestações de Angelim-PE e de Mossoró-RN e a terceira localizada no alto da Serra de Maranguape-CE. As localizações das três torres escolhidas estão mostradas no mapa da Figura 51. Em cada uma das torres das subestações dois sensores foram instalados, um em uma cadeia de suspensão e o outro numa cadeia de ancoragem. Na torre em campo, dois sensores foram instalados em duas cadeias de ancoragem uma de cada lado da torre, uma delas com o lado do pino do isolador apontando para o litoral e a outra cadeia com o lado do pino apontando para o lado do continente, como ilustrado na Figura 52. Isso foi feito para estudar as diferenças entre a atividade da corrente de fuga devido à direção preferencial do fluxo do vento sobre o lado do pino ou da campânula do isolador.



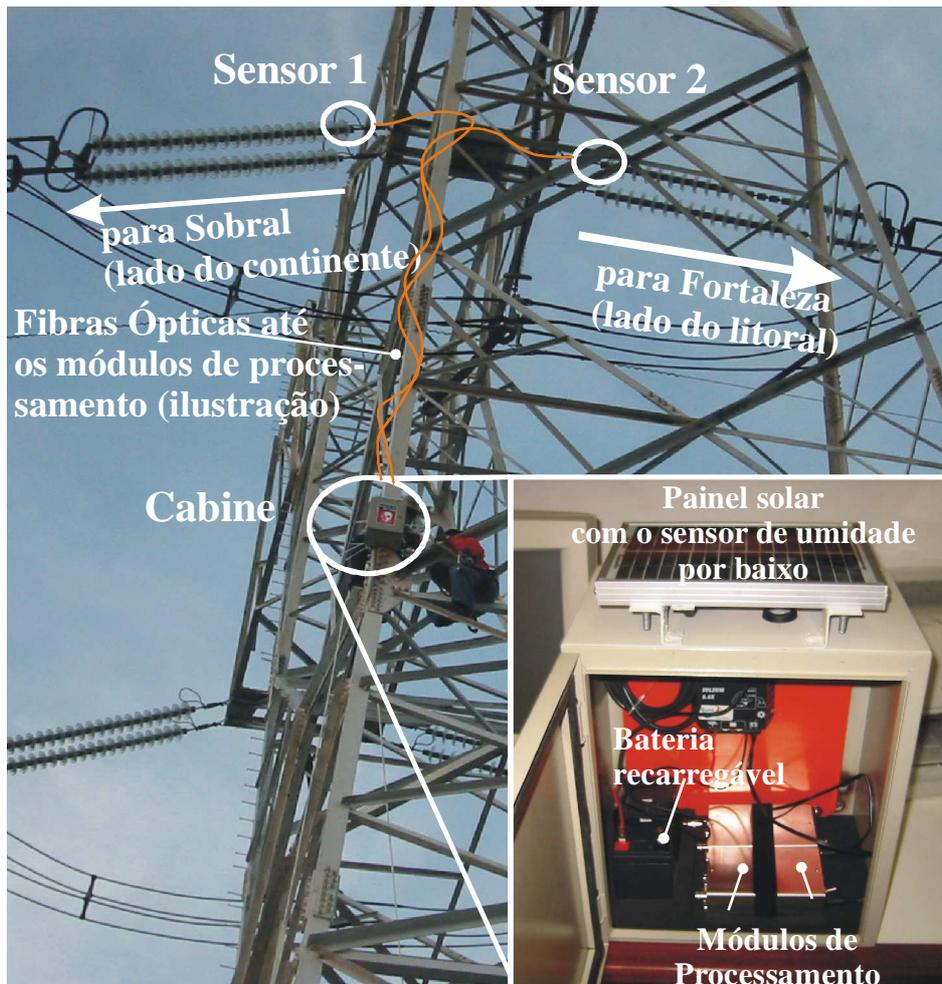
**Figura 51** – Localização geográfica aproximada dos 3 pares de sensores instalados.

O esquema da instalação do sensor de corrente de fuga em campo está representado na Figura 38, e uma fotografia da instalação feita na Serra de Maranguape, nas proximidades de Fortaleza está exibida na Figura 52. Como pode ser visto na Figura 52, os sensores estão instalados em duas cadeias de ancoragem, uma sustentando o cabo

vindo da cidade de Sobral e outra sustentando o cabo que segue para fornecer energia para a cidade de Fortaleza. Nesta instalação, um cabo óptico com duas fibras foi utilizado para conduzir os sinais provenientes dos sensores até os módulos de processamento. O cabo óptico utilizado é próprio para instalações em ambientes externos, evitando a necessidade de dutos para acomodar as fibras.

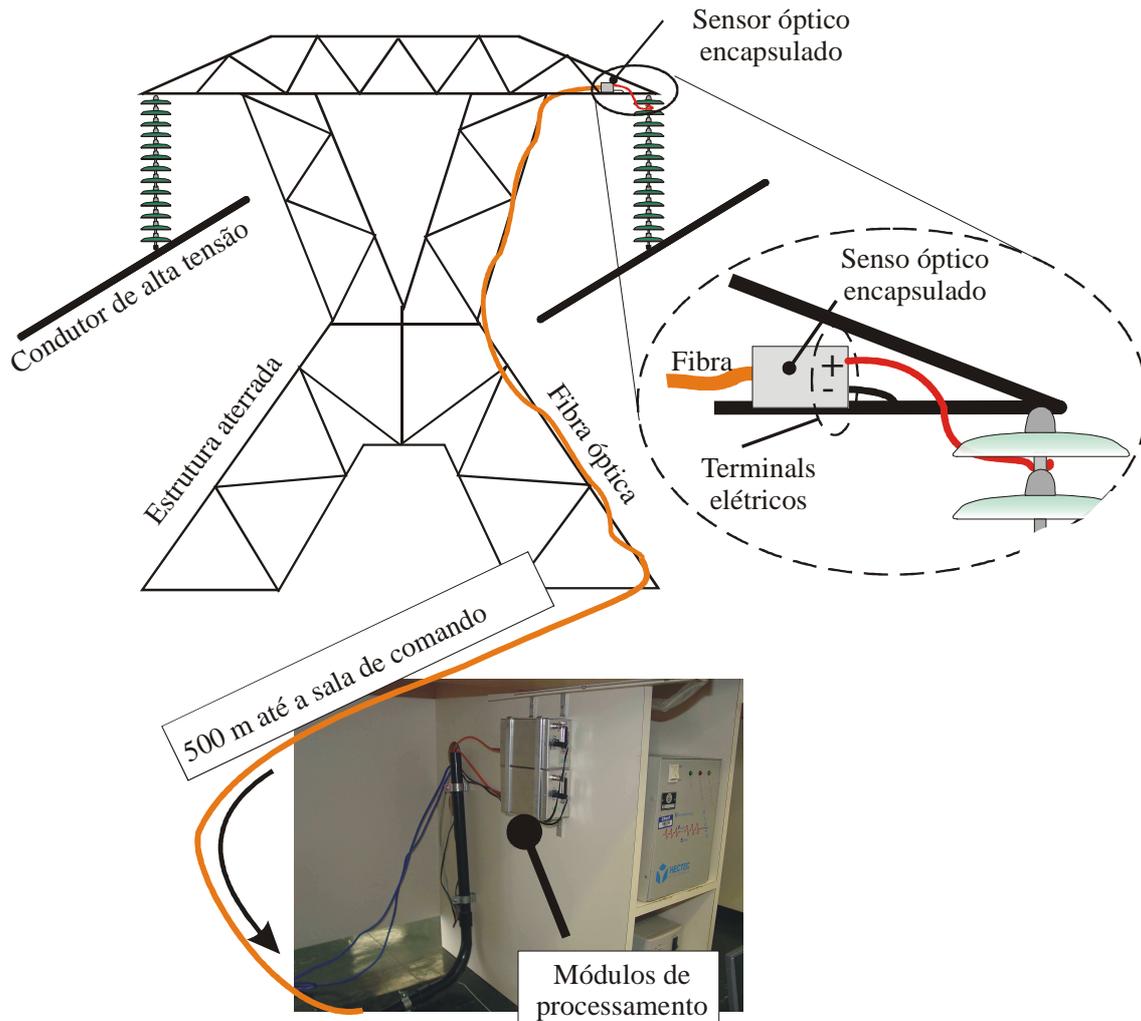
As fibras ópticas foram guiadas ao longo da estrutura da torre e inseridas no gabinete metálico. Os módulos de processamento foram acondicionados dentro do gabinete vedado, para proteger os circuitos eletrônicos da chuva e da alta umidade da madrugada. Juntamente com os módulos de processamento, a bateria e o controlador de carga também foram acomodados na parte interna do gabinete, como destacado na parte ampliada da Figura 52. Para maximizar a incidência de luz, o painel foi fixado na parte superior do armário e optou-se por instalar o gabinete na parte externa da torre para reduzir o encobrimento do painel por sombras da estrutura metálica da torre, conforme ilustrado na Figura 52.

Nas subestações de Angelim e de Mossoró, os módulos de processamento foram instalados diretamente na sala de comando. Dentro das salas climatizadas existe alimentação disponível com tensão de 220 V, tornando desnecessária a utilização de fontes alternativas de energia. O esquema de ligação dos sensores em subestações está ilustrado na Figura 53. No detalhe da figura pode-se perceber a forma de conexão dos sensores às cadeias de isoladores. Como a campânula metálica do primeiro isolador está ligada eletricamente à estrutura da torre, a conexão negativa do sensor pode ser feita diretamente na torre, simplificando a montagem.



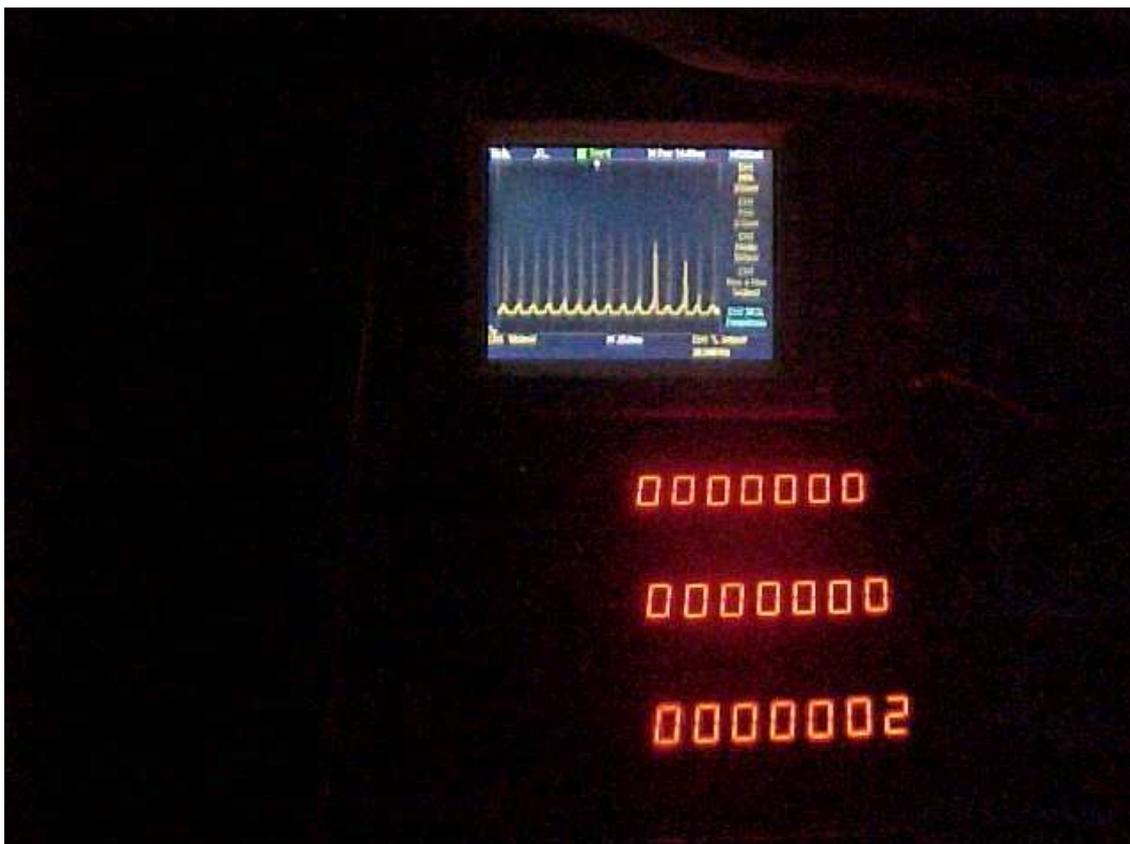
**Figura 52** – Ilustração do sistema com alimentação solar montado para a monitoração em campo da corrente de fuga na Serra de Maranguape.

O cabo óptico foi fixado à estrutura da torre e em seguida inserido nas canaletas do sistema de cabeamento da subestação. O cabo foi guiado através das canaletas subterrâneas, por aproximadamente 200 m na subestação de Mossoró e 500 m na subestação de Angelim, até a sala de comando onde foi conectado aos módulos de processamento.



**Figura 53** – Esquema utilizado na ligação dos sistemas sensores em subestações.

Na primeira medição da forma de onda e da frequência de ocorrência de pulsos foi utilizado o Sistema Preliminar de Contagem de Pulsos interligado a um osciloscópio alimentado por meio de um gerador de energia à Diesel. Uma fotografia da tela do osciloscópio juntamente com os mostradores dos contadores registrando dois picos maiores do que 5mA está mostrada na Figura 54. A atividade das descargas parciais para o nível de umidade relativa foi classificada como risco iminente de *flashover* pelos inspetores de linha. Duas semanas após a realização desse experimento, ocorreu um *flashover* na cadeia monitorada.

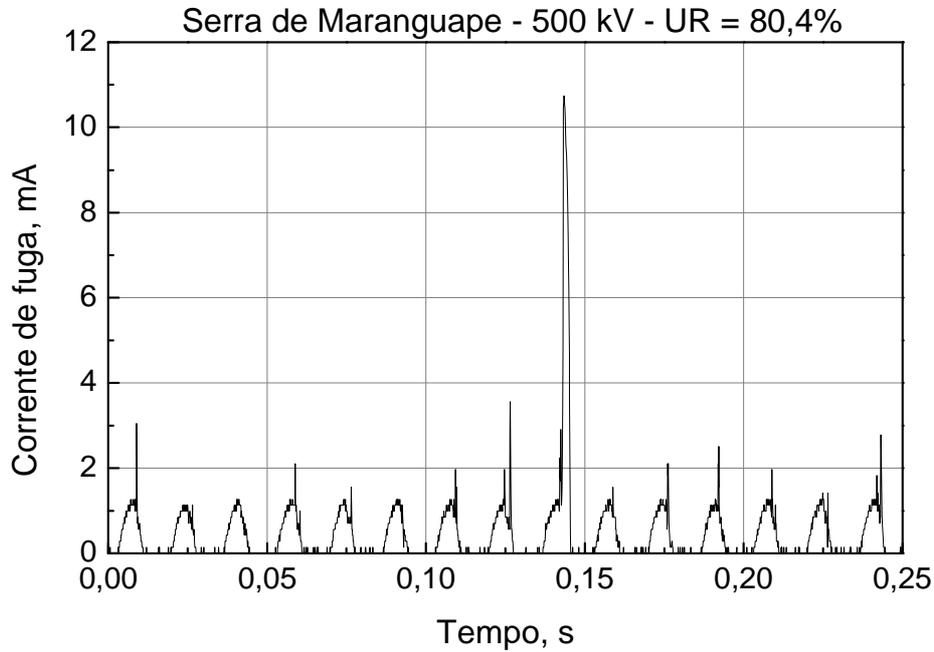


**Figura 54** – Registro em campo da forma de onda e dos números de pulsos de corrente de ionização nas três faixas medidas pelo equipamento. Nesta fotografia, há apenas 2 picos superiores a 5 mA e nenhum nas outras faixas.

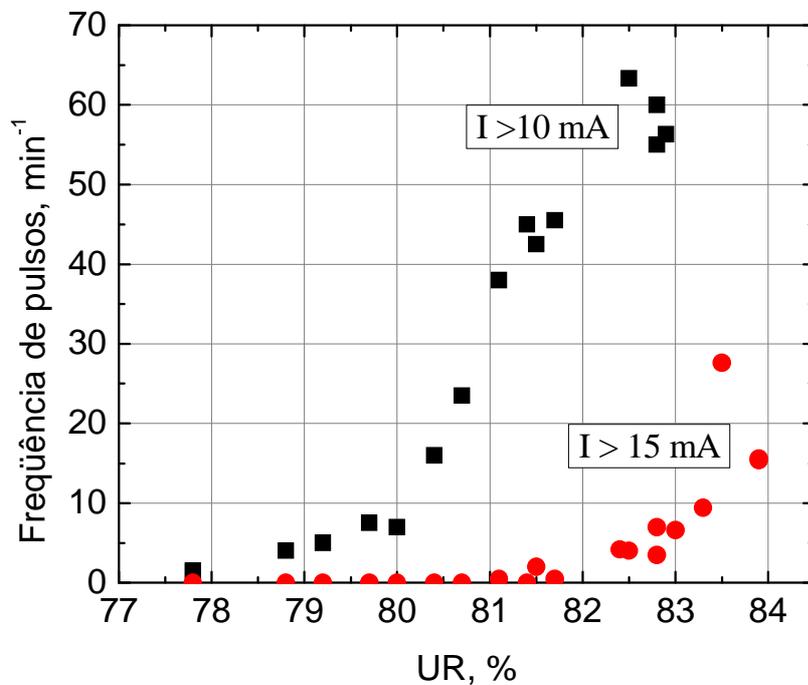
Como o nível da umidade permaneceu baixo durante toda a noite, os níveis de corrente de ionização registrados foram relativamente baixos. Uma forma de onda da corrente de fuga registrada na torre na Serra de Maranguape está mostrada na Figura 55. Podem-se claramente diferenciar as correntes senoidal e de ionização. Uma análise mais detalhada da forma de onda do sinal da corrente de fuga da Figura 55 mostra que não há distorções na componente senoidal do sinal. Note-se também que essa componente do sinal tem uma amplitude aproximada de 1 mA.

Como pode ser observado na Figura 56, à medida que a umidade relativa aumenta, também aumentam o valor de pico e a frequência de ocorrência de pulsos. Na Figura 56 estão representadas a dependência com a umidade dessa frequência para picos superiores a 10 mA e 15 mA. A partir dos resultados apresentados na Figura 56 é possível observar que, para um nível de poluição constante, a frequência de pulsos com picos superiores a níveis pré-estabelecidos aumenta com o aumento da umidade. Um estudo continuado pode determinar combinações de valores de umidade e de frequência de ocorrência de pulsos que possam prever sobre o risco de ocorrência de *flashovers*.

O nível de depósito de poluição sobre a superfície dos isoladores pode ser obtido como um parâmetro da relação entre frequência de ocorrência de pulsos e umidade relativa do ambiente.



**Figura 55** – Forma de onda da corrente de fuga registrada na Serra de Maranguape no estado do Ceará, numa torre de 500 kV com uma umidade relativa de 80,4%.



**Figura 56** – Dependência com a umidade relativa do ar da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização com picos classificados acima de dois níveis de corrente.

### 5.2.1 – Subestação de Mossoró – 230 kV

A subestação de 230 kV de Mossoró está localizada no estado do Rio Grande do Norte e encontra-se numa região de clima tropical semi-árido com sete a oito meses sem chuvas por ano. Existem muitas minas de sal há poucos quilômetros de distância da subestação de Mossoró, e a poeira salina produzida é carregada pelo vento até a subestação. O clima seco favorece a concentração da poluição na superfície dos isoladores e muitos procedimentos de lavagens são necessários ao longo do ano para evitar falhas no sistema de transmissão.

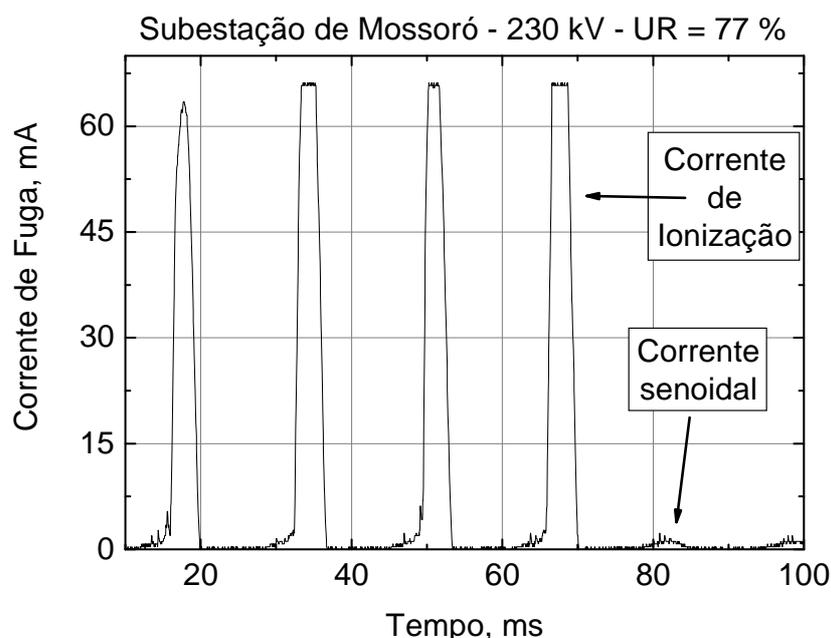
O sistema de detecção, descrito na Seção 4.2, instalado na subestação de Mossoró, manteve-se operacional por aproximadamente 100 dias. Antes da instalação do sistema, a subestação encontrava-se bastante poluída e uma lavagem estava programada para o dia seguinte. A Figura 57 mostra a forma de onda da corrente de fuga registrada na noite anterior à lavagem. Ela representa o registro da maior intensidade da corrente de fuga feito em todos os experimentos de campo realizados e pode servir como indicativo para possíveis ajustes nos níveis N1, N2 e N3. Como pode ser visto na Figura 57, a corrente de ionização ultrapassou os 65 mA, saturando a saída dos amplificadores. A saturação impediu a observação do valor exato dos picos da corrente de ionização. É importante observar que a forma de onda representada na Figura 57 foi registrada para uma umidade relativa de apenas 77%, ou seja, a corrente de ionização poderia ter assumido valores muito maiores caso a umidade relativa aumentasse, podendo até ocorrer um *flashover*.

As Figuras 58 e 59 mostram a atividade da corrente de fuga e a umidade relativa ao longo de um período de aproximadamente três meses nas cadeias de isoladores de ancoragem e de suspensão, respectivamente. As frequências horárias de pulsos foram armazenadas na parte não utilizada da memória de programa do microcontrolador. Como as posições dessa memória possuem um tamanho de 14 bits, as frequências estão limitada a 16683 pulsos por hora.

A localização da cadeia de ancoragem impede que o jato de água atinja diretamente os dois lados do isolador, reduzindo a eficiência da lavagem. Espera-se, portanto, que a cadeia de ancoragem comece a exibir novamente descargas elétricas

antes do que a cadeia de suspensão, já que o posicionamento desta permite uma lavagem mais completa por parte do operador.

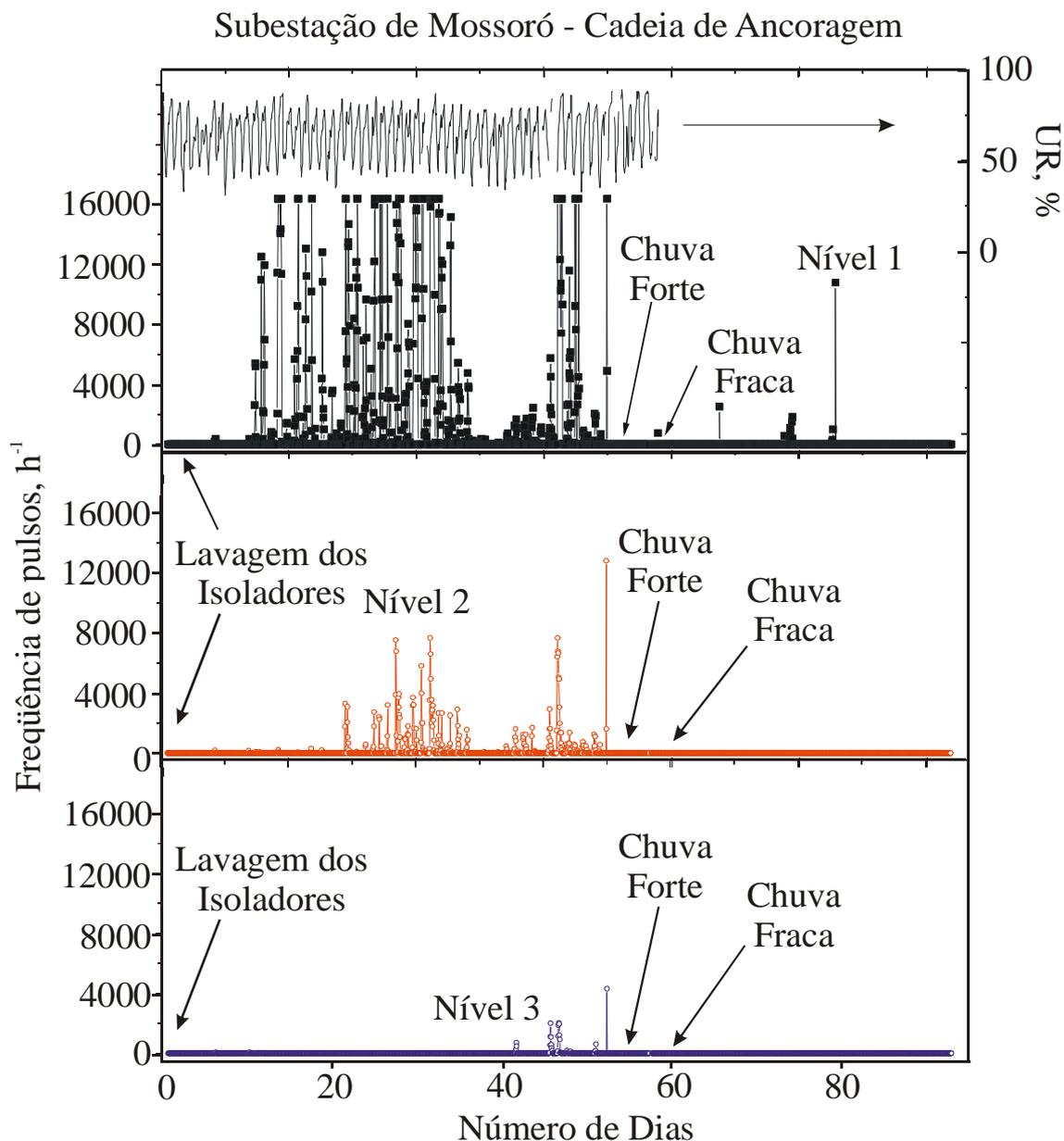
Como mostrado na Figura 58, apenas 15 dias após a lavagem dos isoladores a cadeia de ancoragem começou a exibir descargas elétricas com picos da corrente de ionização acima do nível N1. A deposição da poluição continuou e 20 dias após a lavagem, os primeiros picos no nível N2 foram registrados. Aproximadamente 45 dias após os isoladores terem sido lavados, a cadeia de ancoragem começou a exibir picos acima do nível N3. Sem a tomada de ações apropriadas, o processo de deposição de poluentes poderia evoluir e provocar um *flashover*. Contudo, cerca de 50 dias após a lavagem, uma forte chuva ocorreu executando uma lavagem natural nos isoladores, o que foi corretamente detectado pelo sistema de monitoração. Após essa chuva apenas atividades isoladas foram registradas.



**Figura 57** – Forma de onda corrente de fuga, registrada na subestação de Mossoró um dia antes de uma lavagem.

A atividade registrada durante o mesmo período para a cadeia de suspensão, localizada na mesma torre, está mostrada na Figura 59. A cadeia de suspensão exibiu uma atividade mais intensa que a cadeia de ancoragem antes da lavagem, como pode ser notado no primeiro dia. Esperava-se que após algum tempo depois da lavagem, a deposição da poluição na cadeia de suspensão começasse a resultar em níveis mais altos de atividade com relação à cadeia de ancoragem. Contudo, como pode se observar comparando as Figuras 58 e 59, ocorreu uma menor deposição de poluição na cadeia de

suspensão. Vários fatores podem ter provocado a modificação de comportamento incluindo: mudanças na direção dos ventos ocorridas por conta da mudança de estações de seca para chuvosa, ou até a lavagem mais eficiente que foi realizada na cadeia de suspensão.

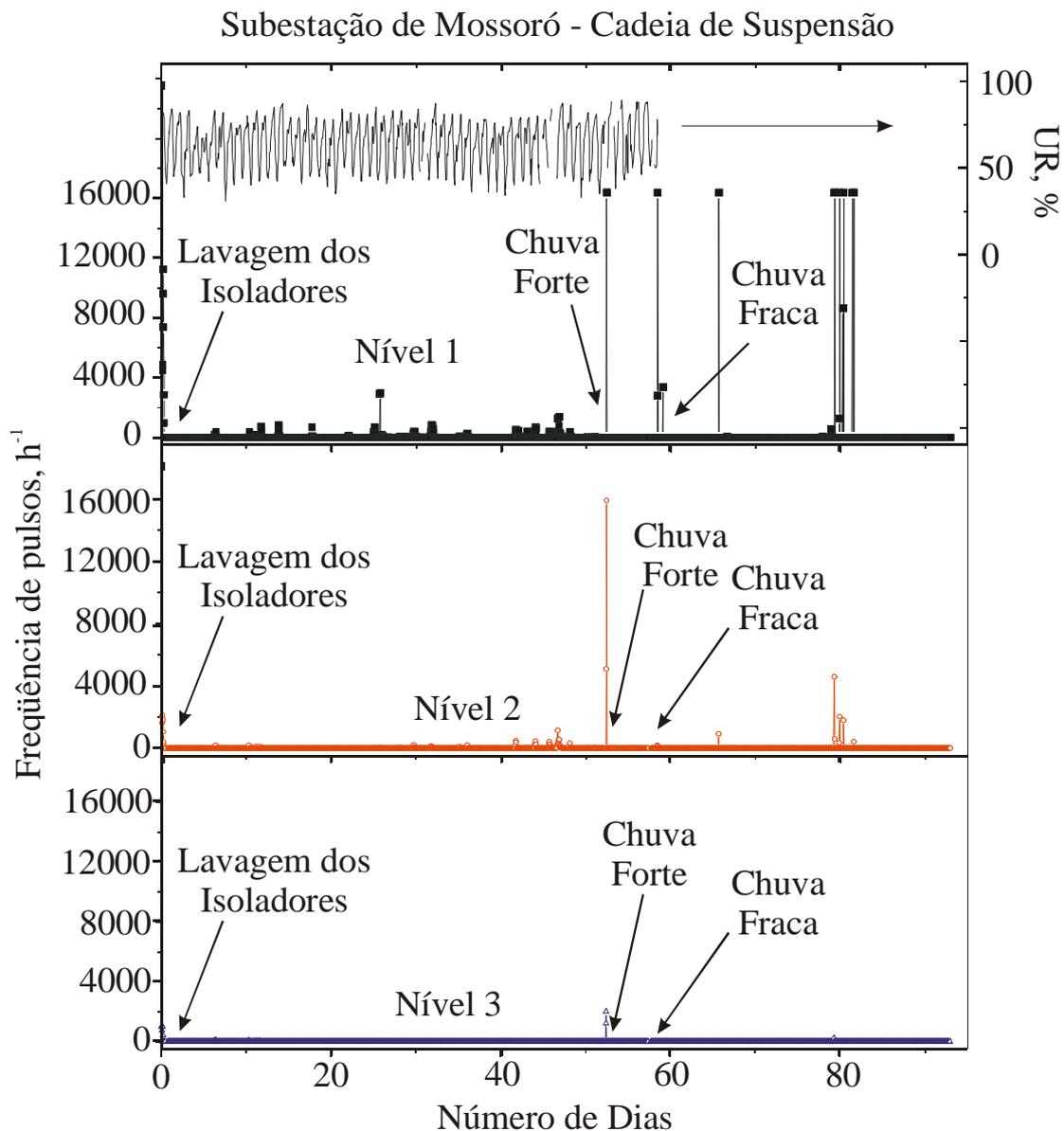


**Figura 58** – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem da subestação de Mossoró. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente.

Próximo do quinquagésimo dia de investigação, uma chuva forte ocorreu, e diferentemente da cadeia de ancoragem, durante a chuva foram registradas intensas descargas parciais na cadeia de suspensão. Isso pode ser decorrente da formação de um fluxo de água ao longo da cadeia de suspensão, sob chuva, aumentando assim a

probabilidade de ocorrência das descargas. A mesma atividade, porém menos intensa, aconteceu durante uma chuva fraca registrada poucos dias depois.

As Figuras 58 e 59 mostram o comportamento da umidade relativa (UR) dos primeiros 60 dias de observação. Na subestação de Mossoró o registro da umidade relativa não foi automatizado e os operadores a registraram manualmente. A UR teve um comportamento bastante regular durante todo o período de observação, e tem uma característica de possuir dois máximos locais, um às 18:00 h e outro às 4:00 h. Após o sexagésimo dia, os operadores encarregados pela subestação de Mossoró pararam de registrar os níveis da umidade relativa.



**Figura 59** – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de suspensão da subestação de Mossoró. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente.

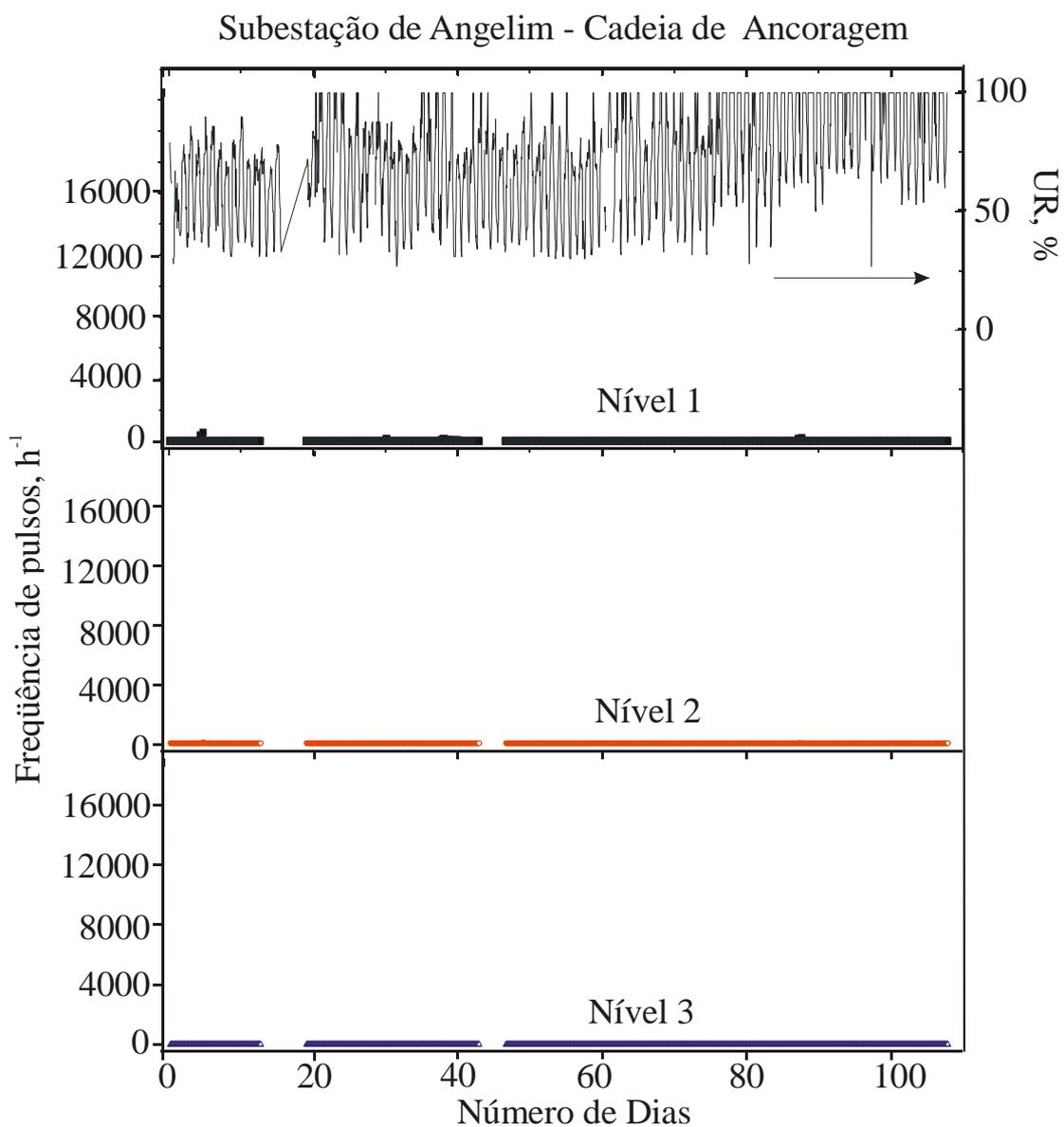
### 5.2.2 – Subestação de Angelim – 500 kV

A subestação de 500 kV de Angelim fica situada no estado de Pernambuco em uma região de clima tropical semi-úmido com 4 a 5 meses secos por ano. O micro clima é devido à grande altitude do local, e durante os meses mais úmidos, é comum a formação de neblinas densas, sobretudo ao amanhecer. Na região ao redor da subestação a poluição é composta principalmente de poeira trazida pelo vento e proveniente de atividades agropecuárias.

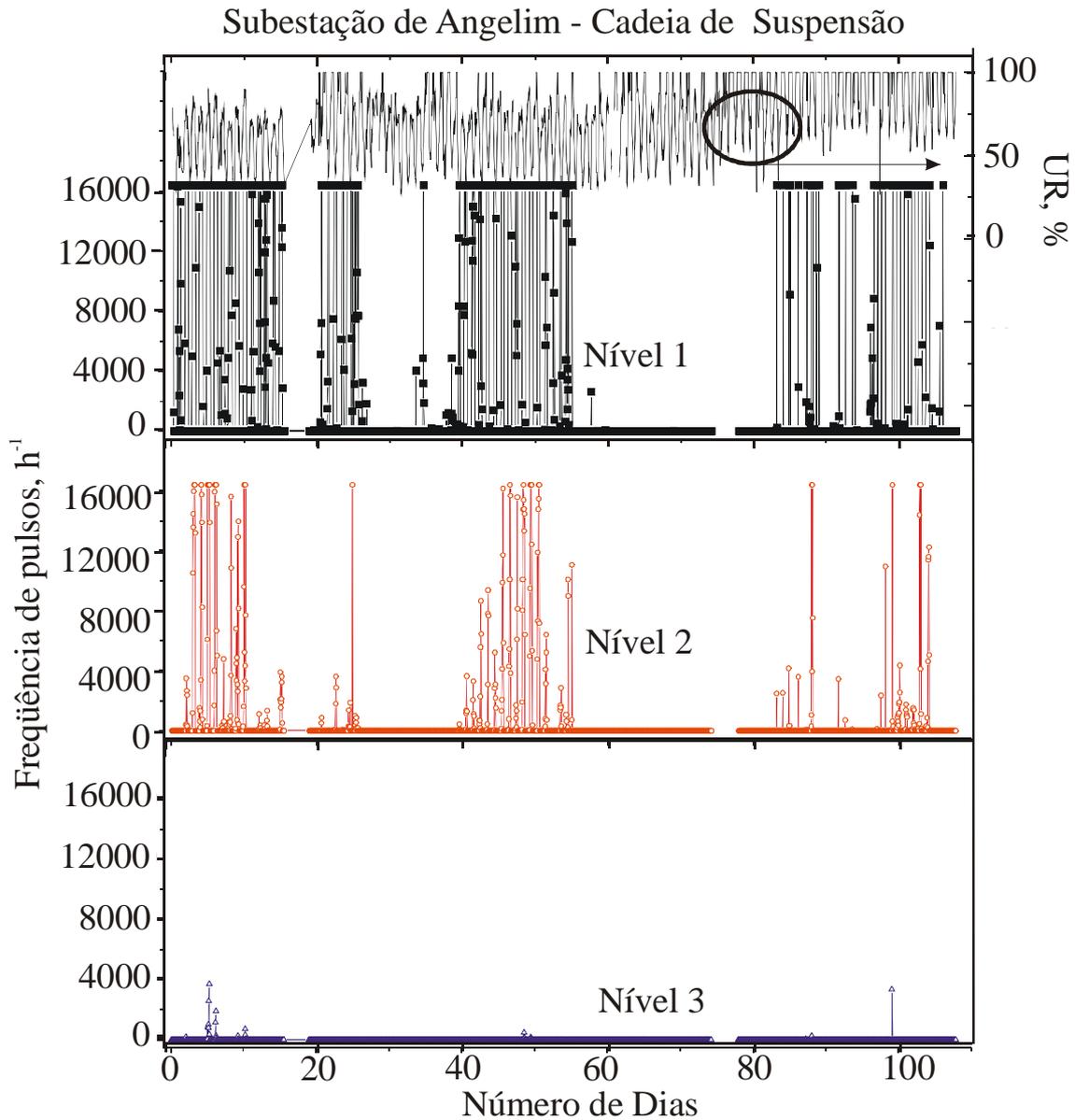
As frequências de ocorrência de pulsos de corrente de ionização nas cadeias de ancoragem e suspensão da subestação de Angelim estão mostradas nas Figuras 60 e 61, respectivamente. Nessas figuras, resultados inconsistentes provocados por leituras incorretas foram removidos, por isso há intervalos sem o registro da atividade. Como mostrado na Figura 60 não houve atividade na cadeia de ancoragem durante os três meses de operação. Note que na Figura 60, durante os primeiros dias, a umidade relativa média foi baixa, e com o passar do tempo, ela aumentou permitindo momentos intermitentes de condensação quase que diariamente.

Na cadeia de suspensão foi registrada uma atividade mais intensa na corrente de fuga, mas apenas nos níveis N1 e N2, como ilustrado na Figura 61. Há um período entre os sexagésimo e octogésimo quinto dias sem atividade, provavelmente devido a chuvas que realizaram uma lavagem natural nos isoladores.

Comparando as Figuras 60 e 61, é possível concluir que houve uma deposição de poluição desprezível na cadeia de ancoragem e que houve uma quantidade significativa de depósito de poluição na cadeia de suspensão. Essa diferença no grau de poluição entre as cadeias está sob investigação, mas pode ser devido à formação diária de gotas de água sobre a superfície dos isoladores. As gotas conduzindo alguma poluição dissolvida no seu interior caem diretamente no chão, no caso da cadeia de ancoragem. Já na cadeia de suspensão as gotas podem cair de um isolador sobre os isoladores abaixo na cadeia, levando à poluição dos isoladores mais próximos do terra para os isoladores mais próximos do cabo de alta tensão [49].

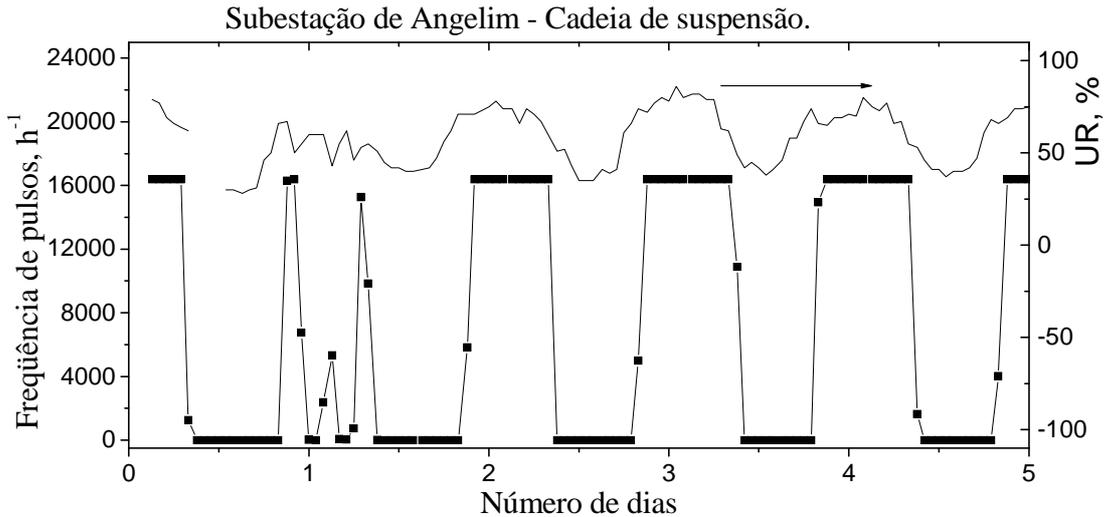


**Figura 60** – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem da subestação de Angelim. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente.



**Figura 61** – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de suspensão da subestação de Angelim. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente.

A Figura 62 apresenta em detalhes a atividade dos cinco primeiros dias de registro na cadeia de suspensão da subestação de Angelim. Pode-se perceber que apenas quando a umidade aumenta está acima de um certo limiar há atividade registrada aumentada.



**Figura 62** – Detalhe da evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização com picos maiores do que 5 mA durante os cinco primeiros dias de monitoração da cadeia de suspensão da subestação de Angelim.

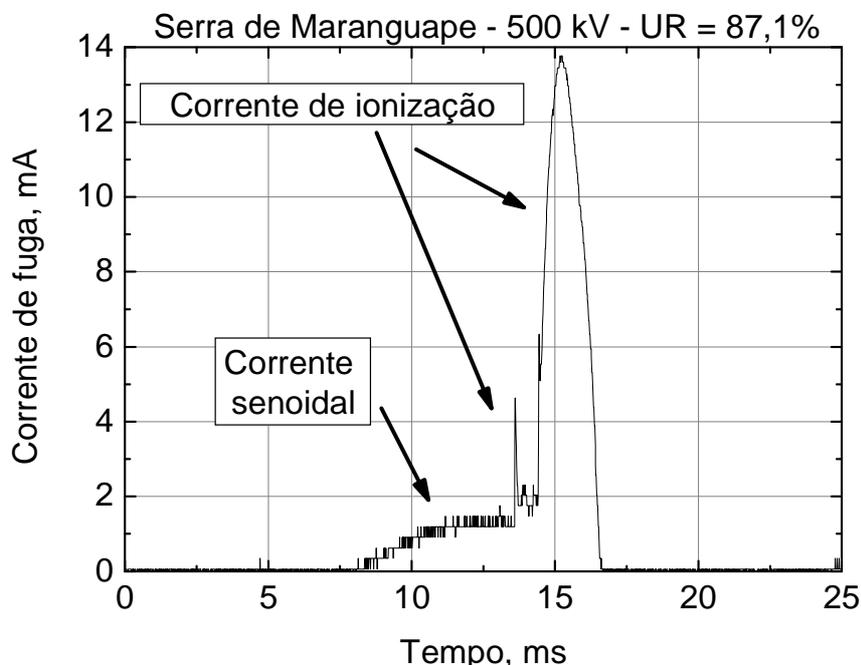
### 5.2.3 – Torre na Serra de Maranguape – 500 kV

A Serra de Maranguape está localizada próxima à cidade de Fortaleza, capital do estado do Ceará, e tem aproximadamente 800 m de altitude a partir do nível do mar. Ela fica aproximadamente a 40 km de distância da costa, mas os ventos fortes conduzem a brisa salina do oceano até a serra. Ela está inserida numa região com micro clima tropical semi-úmido com cerca de 1 a 3 meses secos por ano.

A cadeia de suspensão na torre investigada é composta de isoladores poliméricos e, por isso, os dois sensores foram instalados em duas cadeias de ancoragem, compostas de isoladores de vidro, da mesma forma que todos os outros sensores, como ilustrado na Figura 53. Como já descrito, a cadeia que segura o cabo que segue para a cidade de Fortaleza tem os pinos voltados para a direção preferencial de chegada do vento, e a cadeia de isoladores que segura o cabo vindo da cidade de Sobral, tem o lado da campânula voltado para o vento. Ou seja, a cadeia que aponta para o lado do continente, tem o lado com as nervuras a sotavento. Isso favorece a deposição de poluição, por conta da coincidência do escoamento turbulento do ar, causado pela formação de vórtices, com a superfície mais irregular por conta das nervuras [36].

Durante a instalação do sistema de monitoração, mais formas de onda foram registradas. Na Figura 63 está mostrada uma forma de onda da corrente de fuga

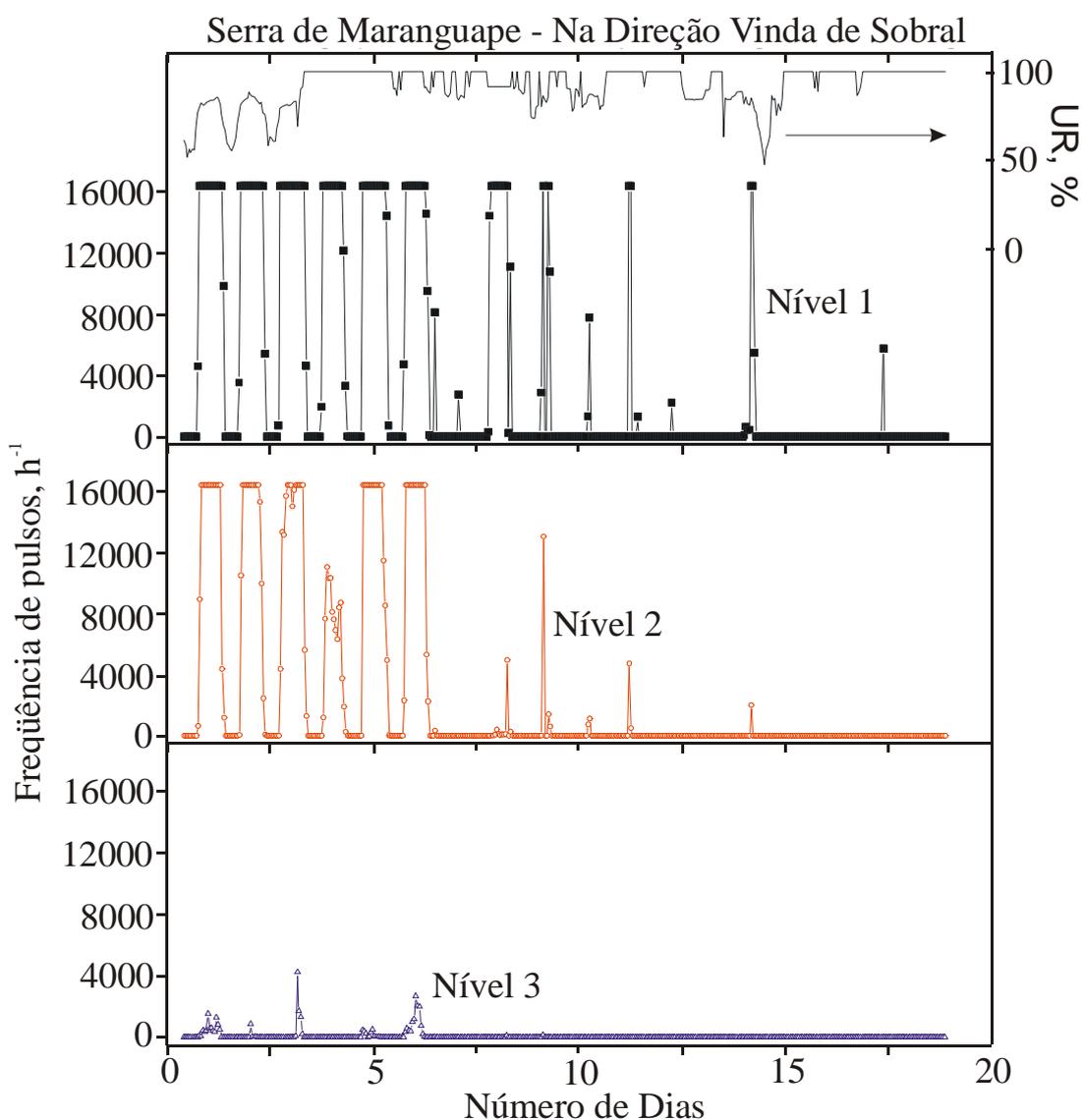
destacando em mais detalhes os pulsos da corrente de ionização. Vê-se que em um único semi-ciclo da corrente de fuga tem-se 2 pulsos provocados por descargas parciais. Durante experimentos de observação da forma de onda da corrente de fuga é possível perceber que os pulsos rápidos ocorrem em grande quantidade e em momentos em que descargas parciais isoladas são observadas. Já os pulsos de corrente mais largos ocorrem em momentos que são visualizadas diversas descargas parciais em vários isoladores ao mesmo tempo. Sistemas com alto tempo de resposta podem não detectar ou alargar os diversos pulsos rápidos que podem ocorrer em um único semi-ciclo. Isso pode levar a conclusões errôneas de que as descargas parciais estão distorcendo ou afilando os extremos da componente senoidal da corrente de fuga.



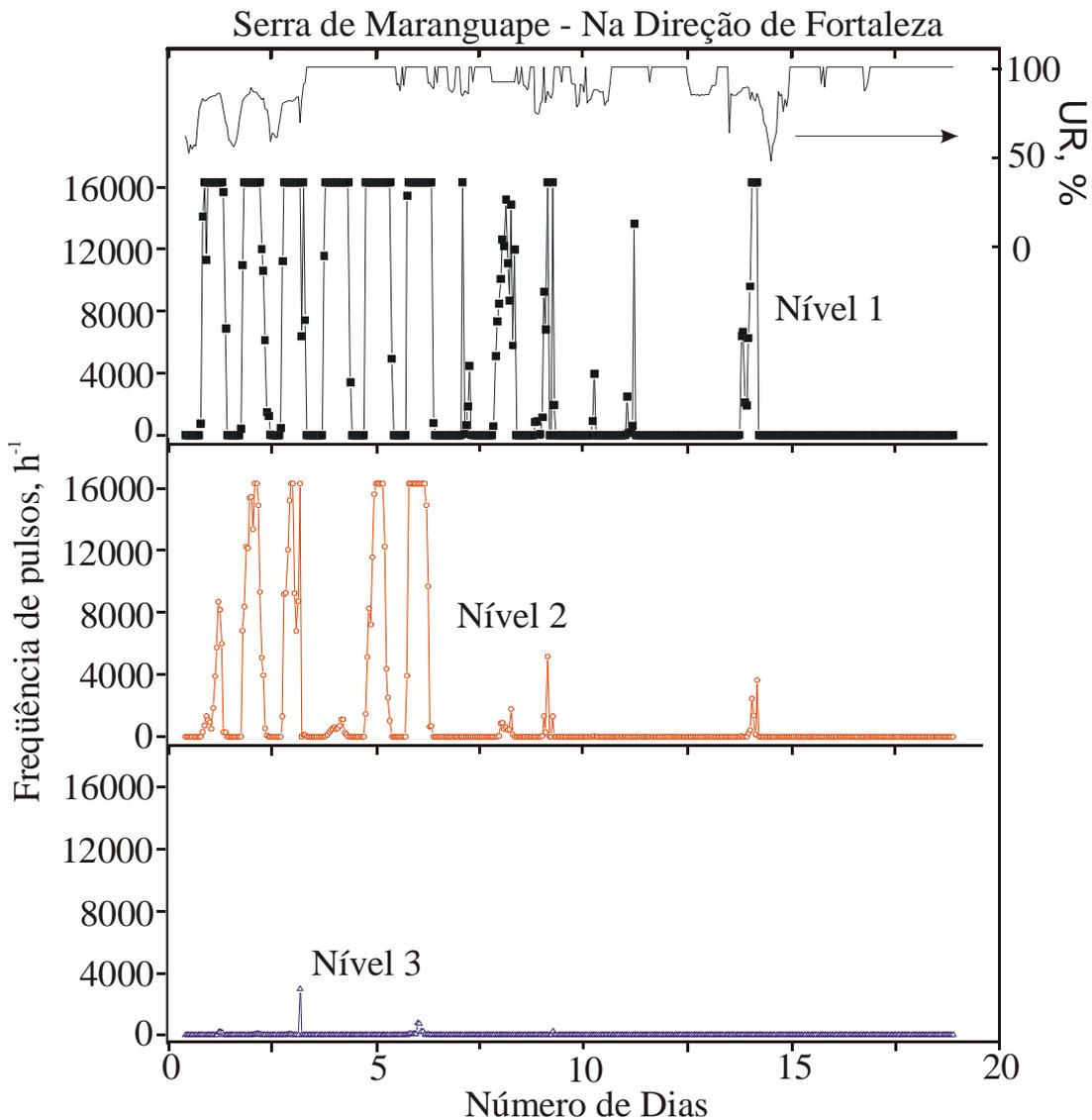
**Figura 63** – Detalhe da forma de onda da corrente de fuga registrada na Serra de Maranguape no estado do Ceará, numa torre de 500 kV com uma umidade relativa de 87,1%.

Por conta de um mau funcionamento na alimentação utilizada no circuito descrito na Figura 38, apenas 20 dias de atividade foram registrados com o sistema instalado na serra de Maranguape, como ilustrado nas Figuras 64 e 65. Uma comparação direta entre as duas figuras, indica que a cadeia de ancoragem do lado de Sobral, exibe uma atividade ligeiramente mais intensa que a cadeia do lado de Fortaleza. Isso indica um acúmulo maior de poluentes nos isoladores que têm as nervuras a sotavento, já que a brisa dos oceanos confere ao vento uma direção e sentido preferenciais de Fortaleza para Sobral. O mesmo efeito foi observado em outros trabalhos publicados na literatura [36].

É importante notar que nas Figuras 64 e 65, existem intervalos nos quais a umidade relativa permanece constante em 100% e que a atividade da corrente de fuga oscila entre valores altos e baixos, eliminando a correlação entre a atividade da corrente de fuga e a umidade relativa. Aparentemente ocorreu uma chuva forte no décimo quarto dia que, apesar das estratégias de proteção tomadas durante a instalação do sensor de umidade, molhou a sua superfície. Acredita-se que o mau funcionamento que se segue a esse dia, pode ter sido causado por um curto circuito no sensor de umidade, que danificou partes dos circuitos eletrônicos, protegidos dentro do gabinete vedado, mas conectados eletricamente com o sensor de umidade.



**Figura 64** – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de picos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem, no lado de Fortaleza, da torre no alto da Serra de Maranguape. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente.



**Figura 65** – Evolução temporal da umidade e da frequência de ocorrência de picos de corrente de ionização na cadeia de ancoragem, no lado de Sobral, da torre no alto da Serra de Maranguape. Os limiares N1, N2 e N3 são 5 mA, 10 mA e 20 mA, respectivamente.

### 5.3 Monitoração da corrente de fuga durante lavagem de cadeias de isoladores

As companhias de transmissão de energia tentam minimizar o risco de ocorrência de *flashovers* lavando as cadeias de isoladores. A decisão de mobilizar ou não uma equipe para lavagem de todos os isoladores em uma subestação ou em um trecho de linha de transmissão no campo é baseada nas observações obtidas de inspeções visuais realizadas por seus operadores. As lavagens são realizadas com a

linha energizada e seguem procedimentos padronizados [50] para não provocarem *flashover* durante o procedimento e garantir uma eficiência mínima da lavagem.

Para investigar mais um aspecto da corrente de fuga o seu comportamento foi monitorado durante a lavagem de duas cadeias de isoladores, uma de ancoragem e outra de suspensão, ambas nas instalações da subestação de Mossoró. Uma análise do comportamento da corrente de fuga antes, durante e após a lavagem pode ajudar na verificação da eficiência da lavagem [51].

### 5.3.1 O procedimento de lavagem

Uma inspeção visual noturna poucos dias antes da lavagem, nas instalações da subestação de Mossoró permitiu a determinação qualitativa das cadeias mais poluídas da subestação. Duas dentre as cadeias mais poluídas, uma de ancoragem e outra de suspensão, foram escolhidas para a monitoração da corrente de fuga durante a lavagem.

A cada novo isolador enxaguado pelo operador uma ou mais formas de onda eram capturadas através da interface GPIB entre o PC e o osciloscópio. Após a captura dessas formas de onda o operador era avisado via rádio para prosseguir com a lavagem enxaguando mais um isolador.

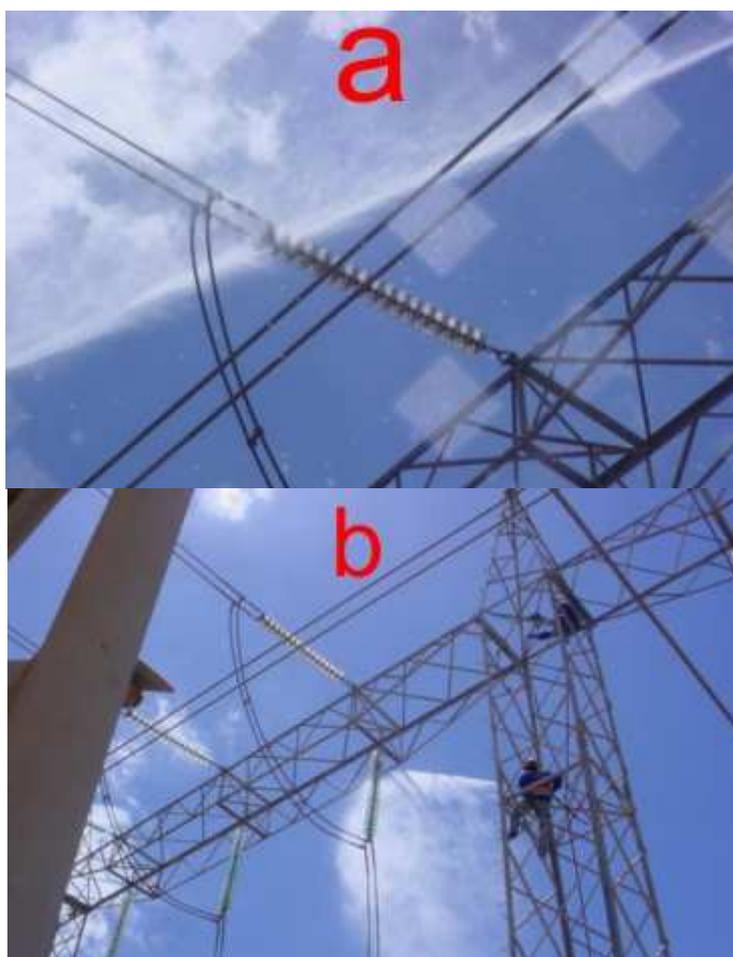
A lavagem foi realizada de acordo com os procedimentos da norma IEEE 957 [50]. A água utilizada é deionizada com uma condutividade máxima de  $50 \times 10^{-6} (\Omega \cdot m)^{-1}$  e com uma pressão entre 400 e 550 psi e o operador deve posicionar-se a pelo menos 3,7 m de distância do cabo de alta tensão mais próximo.

Para lavar a cadeia de suspensão o operador pode direcionar o jato de água para cima e para baixo deslocando-se ao longo da estrutura metálica paralela à cadeia. Portanto, o operador é capaz de lavar tanto a parte superior quanto a parte inferior de cada isolador da cadeia como pode ser visto na Figura 66 (b). Ao final da lavagem todos os isoladores ficam completamente lavados.

Para lavar a cadeia de ancoragem o operador não tem a liberdade para direcionar o jato de água para ambos os lados do isolador devido a sua posição, como ilustrado na Figura 66 (a). Por causa disso, o lado direito dos isoladores na Figura 66 (a) pode ser lavado diretamente, porém o lado esquerdo dos isoladores só pode ser lavado pela

reflexão do jato de água em alta pressão, portanto, o isolador mais a esquerda na Figura 66 (a) não pode ser completamente limpo.

Para a cadeia de ancoragem, a direção de lavagem é decidida de acordo com a direção do vento. Na Figura 66 (a) o vento está fluindo da direita para a esquerda. Para evitar que as gotículas de água produzidas pela reflexão do jato sejam conduzidas pelo vento na direção dos isoladores poluídos restantes, a direção da lavagem foi escolhida para iniciar do lado esquerdo da Figura 66 (a). Para a cadeia de suspensão a gravidade determina a direção da lavagem. Como durante a lavagem, a água escorre pela cadeia, se ela for iniciada pelo isolador mais acima, o fluxo contínuo de água sobre a superfície contaminada dos isoladores formaria uma camada condutiva que poderia resultar em um *flashover*. Portanto, nas cadeias de suspensão a lavagem é iniciada pelo isolador mais abaixo, como ilustrado na Figura 66 (b).



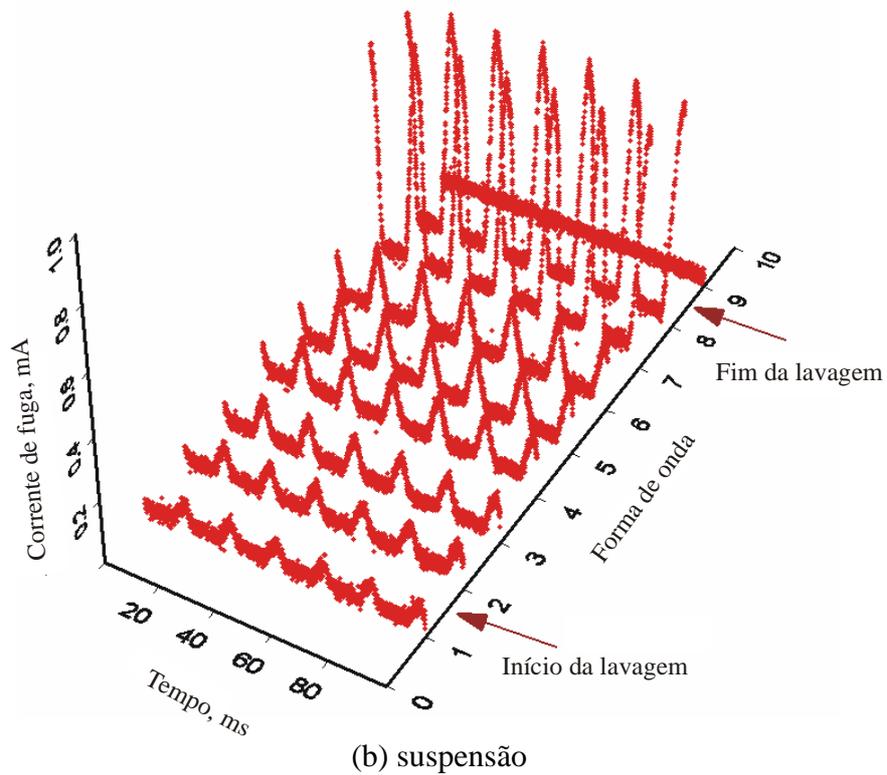
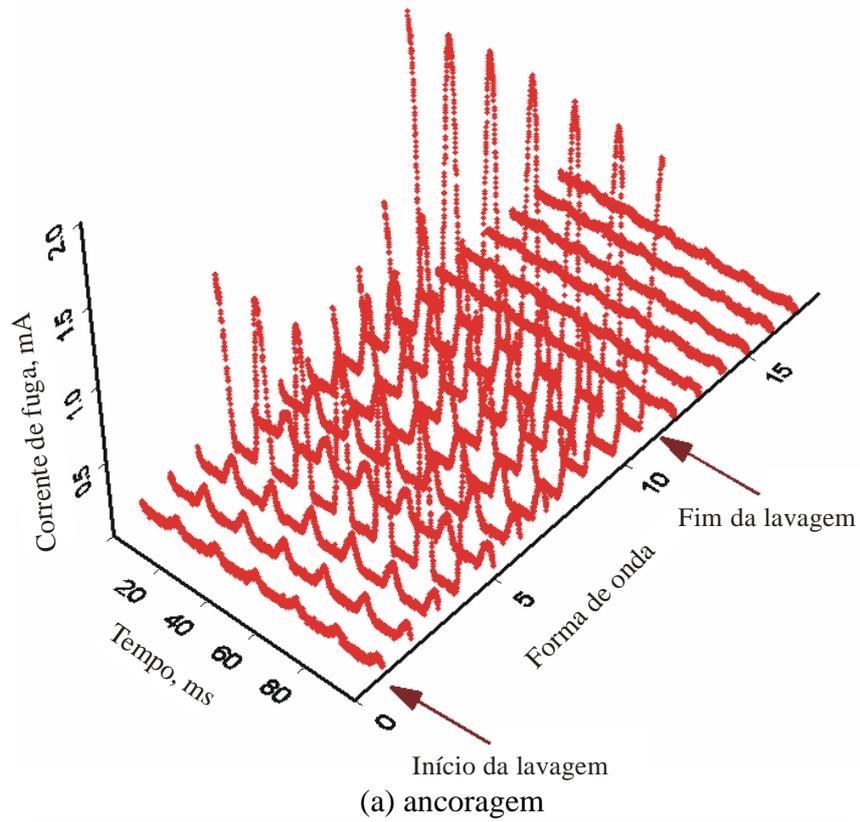
**Figura 66** – Fotografias do processo de lavagem em uma cadeia de ancoragem (a) e uma de suspensão (b).

### 5.3.2 Corrente de fuga durante a lavagem

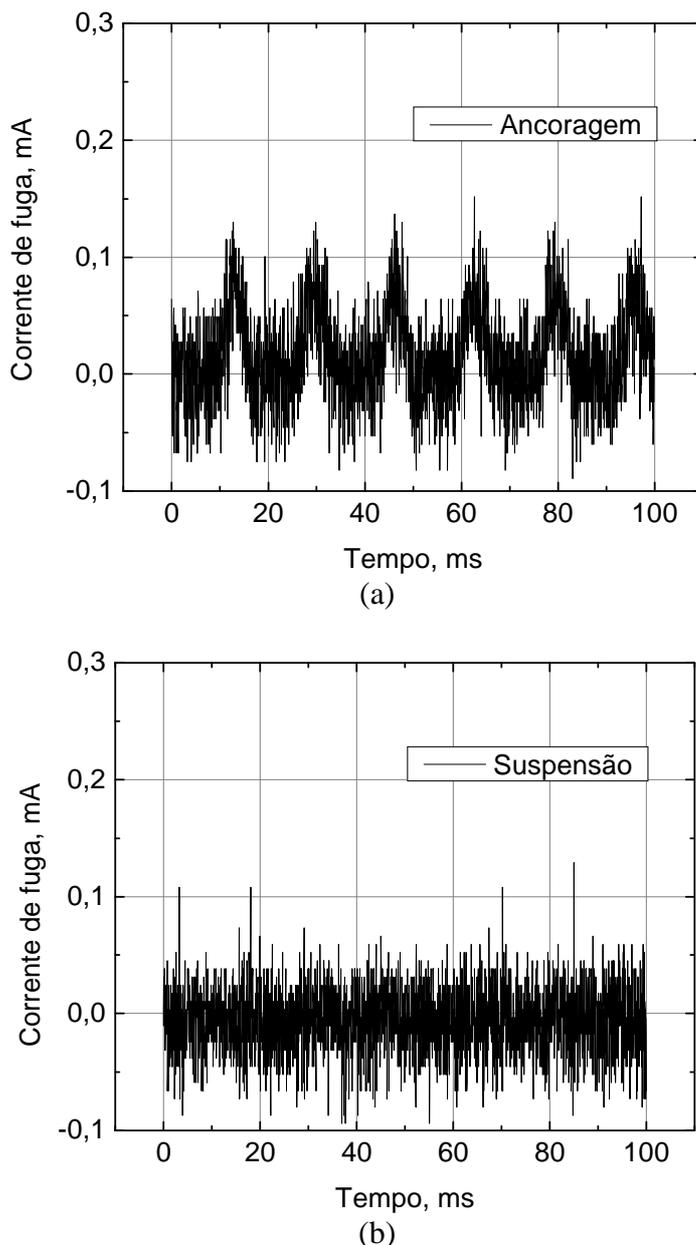
Durante a lavagem das cadeias várias formas de onda da corrente de fuga foram capturadas. A Figura 67 mostra seqüências de formas de onda da corrente de fuga capturadas durante a lavagem das cadeias de ancoragem e suspensão da torre de 230 kV na subestação de Mossoró. Na cadeia de suspensão, representada na Figura 67 (b), quando o número de isoladores molhados aumenta, a intensidade da corrente de fuga também aumenta.

As formas de onda da corrente de fuga capturadas durante a lavagem da cadeia de ancoragem estão mostradas na Figura 67 (a). A corrente de fuga exibe um aumento súbito de amplitude na forma de onda N° 4, logo após o início do procedimento de lavagem. Esse aumento ocorreu por causa de uma mudança repentina na direção do vento. Valores ainda mais elevados da corrente de fuga foram observados na tela do osciloscópio nesse momento, mas devido a sua curta duração, eles não puderam ser gravados através da relativamente lenta interface GPIB entre o osciloscópio e o computador portátil. Após a mudança de direção do vento, o operador mudou a direção da lavagem e novamente a amplitude da corrente de fuga aumentou à medida que mais isoladores eram molhados.

Em ambos os casos ilustrados na Figura 67, após a lavagem ter sido concluída a corrente de fuga se estabilizou em um valor mínimo. As formas de onda da corrente de fuga alguns minutos após a lavagem estão mostradas em mais detalhes na Figura 68. Como pode ser aí observado, a corrente de fuga na cadeia de suspensão após a lavagem é desprezível. Contudo, uma corrente de fuga menor que 0,1 mA permanece fluindo na cadeia de ancoragem. Essa diferença deve-se à maior eficiência da lavagem da cadeia de suspensão em relação à de ancoragem, ou seja, monitorando a corrente de fuga residual, a eficiência da lavagem pode ser avaliada.



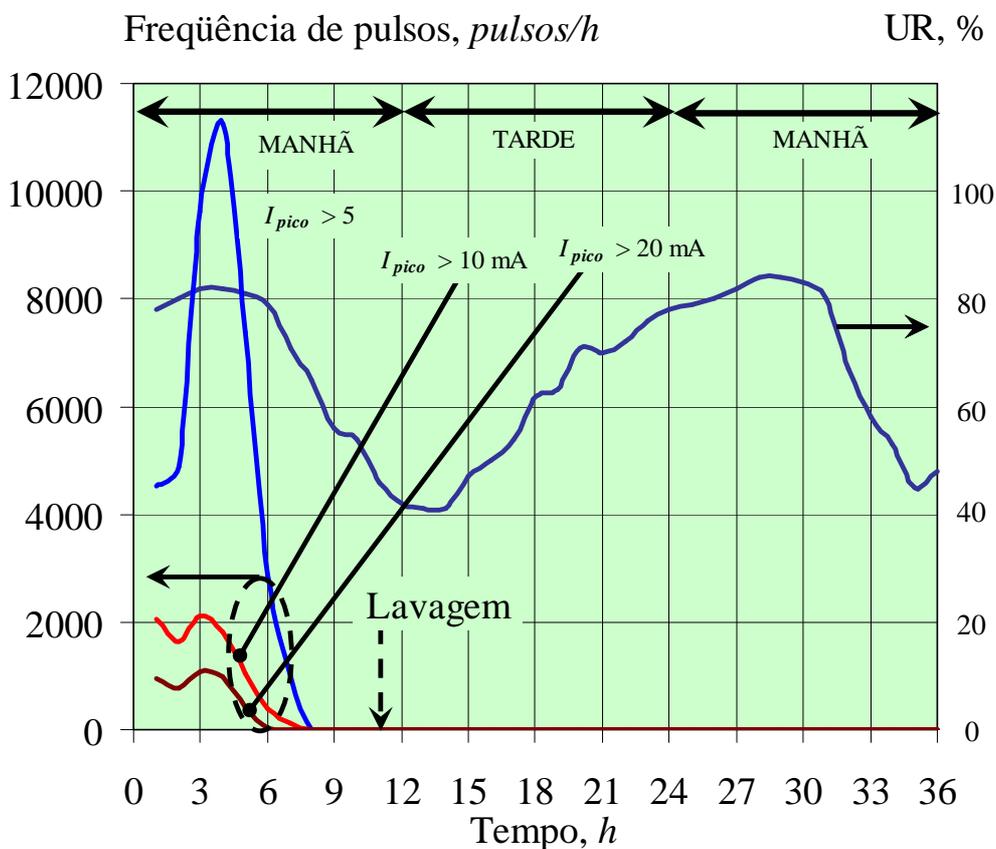
**Figura 67** – Comportamento da corrente de fuga durante a lavagem para as cadeias de ancoragem (a) e de suspensão (b).



**Figura 68** - Forma de onda da corrente de fuga nas cadeias de (a) ancoragem e (b) suspensão poucos minutos após a lavagem.

Para ilustrar a eficiência da lavagem em um período maior de tempo, a frequência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização na cadeia de suspensão foi gravada, iniciando aproximadamente doze horas antes da lavagem. A Figura 69 mostra 3 curvas representando a dependência temporal dessa frequência, para picos da corrente acima de 5 mA, 10 mA e 20 mA, juntamente com a dependência temporal da umidade, ilustrando o grau de atividade antes e após a lavagem. O início da contagem de tempo da Figura 69 corresponde a 00:00 h do dia 1, e a lavagem foi iniciada às 11:00 h desse mesmo dia. Antes da lavagem, a frequência de ocorrência de pulsos é bastante elevada,

atingindo o máximo aproximadamente às 4:00 h, no momento em que a umidade relativa atinge o seu máximo valor de aproximadamente 82%. Após a lavagem, as freqüências de ocorrência para picos de corrente acima dos três níveis considerados igualam-se a zero, e permanecem nulas mesmo quando a umidade relativa atinge o seu máximo valor de aproximadamente 84% na madrugada do dia seguinte. A freqüência de ocorrência de pulsos para a cadeia de ancoragem também foi monitorada, porém essa cadeia não exibiu nenhuma atividade na noite anterior à lavagem e nem nas horas após a lavagem.



**Figura 69** - Dependência temporal da umidade relativa e da freqüência de ocorrência de pulsos de corrente de ionização com picos acima de 5 mA, 10 mA e 20 mA, para a cadeia de suspensão de 230 kV.

## Capítulo 6 – Conclusões e trabalhos futuros

Um sistema sensor óptico em uma configuração inovadora, completo, de rápida resposta, capaz de detectar a corrente de fuga sobre cadeias de isoladores foi concebido, montado, testado e utilizado para a observação do comportamento da corrente de fuga em experimentos de laboratório, de campo e durante a lavagem de cadeias de isoladores. Seis sistemas sensores foram instalados em campo e utilizados para armazenar o valor da umidade relativa do ambiente e a frequência de ocorrência de pulsos da corrente de ionização em três faixas de valores de pico.

O módulo sensor possui baixo custo material e pode ser construído com técnicas simples em laboratório. O sistema possui alta imunidade eletromagnética e por isso pode ser utilizado em ambientes com altos campos eletromagnéticos sem perda de fidelidade do sinal. Como a transmissão do sinal é feita através de fibra óptica o sistema sensor provê isolamento elétrica, necessária à monitoração em sistemas de potência. O módulo sensor possui alta banda passante e a banda passante do módulo de processamento pode ser ajustada de maneira a manter a sensibilidade necessária com a escolha adequada da impedância de entrada do circuito de detecção. A alta banda passante permite ao sistema detectar a forma de onda da corrente de fuga com alto detalhamento sendo capaz de identificar pulsos extremamente rápidos, como o ilustrado na Figura 63. O módulo sensor resiste a correntes de até 1 A no regime pulsado e a correntes de 300 mA no regime contínuo.

O módulo de processamento classifica os pulsos de corrente de acordo com seus valores de pico em três faixas, acima de 5, 10 e acima de 20 mA, e mede a frequência de ocorrência dos pulsos nessas três faixas a cada hora. O módulo de processamento possui tempo de subida de 40  $\mu$ s e detecta pulsos até uma intensidade máxima de 65 mA. Atualmente o módulo de processamento satura a medição da frequência em 16383 pulsos por hora, pois ele limita a armazenagem em números de 14 bits. Nos experimentos de longo prazo em campo essa saturação foi atingida rapidamente. Em situações extremas poderia ocorrer um pulso a cada semi-ciclo da corrente de fuga totalizando 216000 pulsos possíveis em uma hora. Utilizando registradores de 18 bits pode-se armazenar valores de até 262144. Pretende-se em novas versões do módulo de processamento aumentar a capacidade de registro da frequência de ocorrência de pulsos por hora para evitar a saturação.

O sistema desenvolvido poderia, com poucas mudanças, ser dividido em dois sistemas com tempos de resposta diferentes. O primeiro sistema conteria uma impedância de entrada mais elevada, o que reduziria o tempo de resposta, mas aumentaria a sensibilidade. Esse sistema poderia ser utilizado para medir com maior precisão os valores da corrente de fuga com os isoladores limpos e secos. Na condição de isoladores limpos e secos e com o ambiente com baixa umidade a cadeia de isoladores se comportaria essencialmente como um sistema capacitivo, e o valor da corrente de fuga poderia ser utilizada para determinar experimentalmente a capacitância da cadeia. O segundo sistema possuiria uma impedância de entrada menor, o que reduziria a sensibilidade, mas aumentaria a banda passante. Ele poderia ser utilizado para determinar com precisão a largura dos pulsos de corrente o que seria uma forma indireta de medir a duração das descargas parciais. Com um sistema com tempo de resposta baixo, o valor de pico dos pulsos de corrente extremamente rápidos poderia ser determinados com precisão. Esses resultados poderiam ser utilizados para validar modelos matemáticos para o comportamento das cadeias de isoladores expostas à poluição e umidade.

A monitoração da corrente de fuga durante a lavagem mostrou que esta pode ter rápidos surtos atingindo valores elevados. Com a realização de mais experimentos seria possível determinar níveis críticos de corrente. Uma vez determinados tais níveis, um sistema de controle poderia ser desenvolvido para cessar automaticamente o fluxo de água utilizado nas lavagens das cadeias de isoladores evitando possíveis faltas nas linhas de transmissão por ocasião das lavagens.

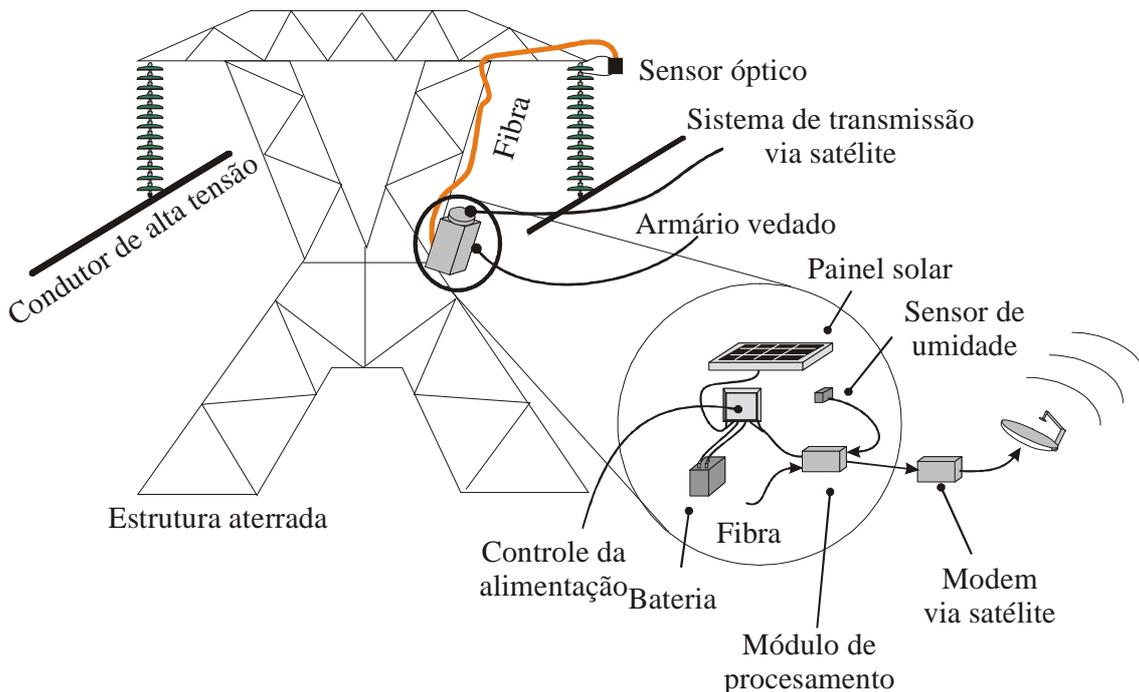
Todos os experimentos em laboratório e em campo realizados nesta pesquisa utilizaram isoladores de vidro em linhas de 230 e 500 kV. Experimentos futuros podem ser realizados em isoladores poliméricos para determinar a aplicabilidade do sensor a esse tipo de isolador, uma vez que, espera-se que esses exibam níveis menores de corrente de fuga. Caso não se consiga sensibilidade suficiente para detectar a corrente de fuga em isoladores poliméricos, LEDs *pigtail* de maior custo poderiam ser utilizados para substituir o módulo sensor mantendo-se os módulos de processamento.

A despeito de muitos dos resultados apresentados na literatura, não foram detectadas distorções significativas na componente senoidal do sinal da corrente de fuga. Durante alguns experimentos realizados nas subestações, algumas distorções

semelhantes às mostradas em alguns trabalhos da literatura foram detectadas. O sinal exibiu formas de onda intermediárias entre uma senoide e uma onda triangular. Porém, melhorando a blindagem contra interferências eletromagnéticas sobre os circuitos eletrônicos e instrumentos utilizados, a distorção era bastante reduzida e até completamente anulada com o sinal voltando a ter a forma de onda de uma senoide.

### 6.1 Trabalhos futuros

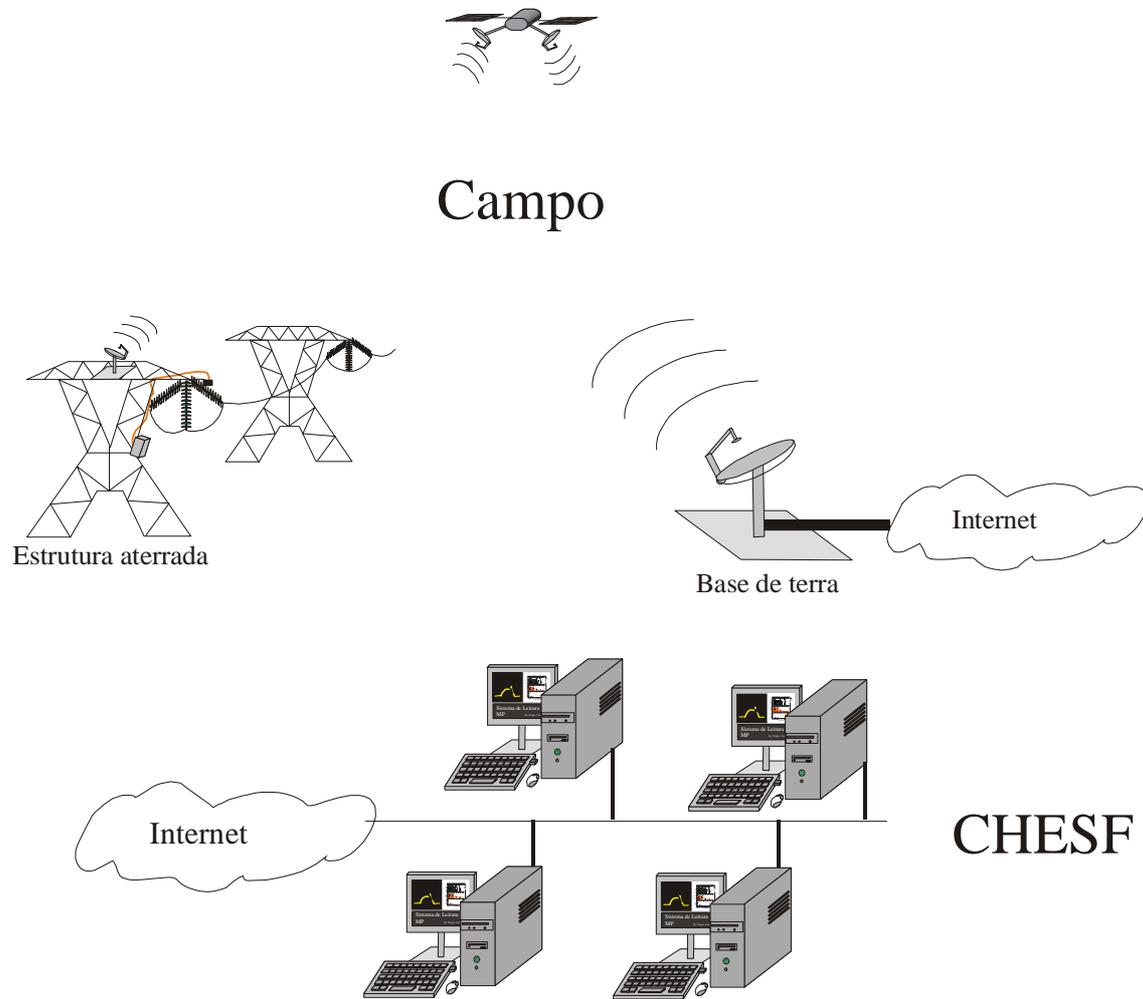
Com base nos resultados obtidos nesta tese de doutorado, um sistema automático de transmissão das informações à distância está em fase de implementação, para enviar registros da frequência de ocorrência de pulsos e da umidade de cada módulo de processamento, via satélite. Com a transmissão via satélite, será possível a monitoração remota e em tempo real da atividade das descargas parciais na cadeia de isoladores monitorada. Um esquema da montagem com a inserção dos equipamentos para a transmissão via satélite está mostrado na Figura 70.



**Figura 70** - Sistema de campo com modem para transmissão de dados via satélite.

Os dados transmitidos via satélite serão recebidos por uma base em terra da empresa contratada e armazenados temporariamente. Uma aplicação de banco de dados, a ser desenvolvida, ficará responsável pela coleta e distribuição interna dos dados, como ilustrado na Figura 71. A partir de observações mais prolongadas da atividade da

corrente de fuga, será possível determinar a necessidade de ajustes nas faixas de classificação dos picos da corrente de ionização, bem como, pode-se optar pela inserção de um quarto nível. Experimentos futuros serão realizados para determinar qual o pico máximo da corrente de ionização a cada hora.



**Figura 71** – Diagrama do sistema de monitoração remota da corrente de fuga, com conexão via satélite.

## **Referências Bibliográficas**

- [1] F. J. M. M. Cavalcanti, “Controle e Análise de Desempenho de Isolamento de Linhas de Transmissão em Ambientes com Poluição, Visando Ações Preventivas” Dissertação de Mestrado, Depto. de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, Recife - PE, Brasil, 2004.
- [2] A. S. H. A. Hamza, N. M. K. Abdelgawad e B. A. Arafa, “Effect of desert environmental conditions on the flashover voltage of insulators”, *Energy Conversion and Management* , N° 43, pp 2437-2442, Elsevier, 2002.
- [3] P. T. Tsarabaris, C. G. Karagiannopoulos e N. J. Theodorou, “A model for high voltage polluted insulators arcs and partial discharges”, *Simulation Modeling Practice and Theory*, Volume 13, pp 157-167, Elsevier, 2005.
- [4] R. J. Van Brunt, “Physics and Chemistry of Partial Discharge and Corona – Recent Advances and Future Challenges,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 1, no. 5, pp. 761-784, October 1994.
- [5] G. Montoya-Tena, R. Hernández-Corona e I Ramírez-Vázquez, “Experiences on Pollution level measurement in Mexico”, *Electric Power Systems Research*, Volume 76, pp 58-66, Elsevier, 2005.
- [6] J. L. Fierro-Chavez, I. Ramirez-Vazquez e G. Montoya-Tena, “On-line leakage current monitoring of 400 kV insulator strings in polluted areas”, *IEEE Proceedings of the Generation Transmission and Distribution Conference*, Vol. 143, N° 6, pp 560-564, November 1996.
- [7] P. K. Shetty, R. Srikanth e T. S. Ramu, “Modeling and on-line recognition of PD signal buried in excessive noise”. *Signal Processing*, N° 84, pp 2389-2401, Elsevier, 2004.
- [8] B. Karthikeyan, S. Gopal e M. Vimala, “Conception of complex probabilistic neural network system for classification of partial discharge patterns using multifarious inputs”, *Expert Systems with Applications*, N° 29, pp 953-963, Elsevier, 2005.

- [9] B. Karthikeyan, S. Gopal e S. Venkatesh, “Partial Discharge Pattern Classification Using Composite Versions of Probabilistic Neural Network Inference Engine”, *Expert Systems with Applications*, Volume 34, Issue 3, Pages 1938-1947, Elsevier, April 2008.
- [10] R. R. B. Aquino, J. M. B. Bezerra, G. S. M. E. Santos, O. Nobrega Neto, M. M. Silva, A. A. Ferreira, J. B. Oliveira. “Aplicação de redes neurais para diagnóstico de poluição em isoladores de alta tensão”, In: XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Rio de Janeiro. Anais do congresso e CD, 2007.
- [11] J. M. B. Bezerra, E. G. Costa, A. M. N. Lima, G. S. Deep, R. C. S. Freire. “Técnicas de diagnóstico de poluição em isoladores aéreos de alta tensão”. In: XVII-SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2003, Uberlândia/MG. XVII-SNPTEE (CD do evento), 2003.
- [12] J. M. B. Bezerra, A. M. N. Lima, E. G. Costa, G. S. Deep. “Aplicação de Instrumentação não Invasiva para Aferição do Estado de Isolamentos Elétricos”. In: SENDI 2004, 2004, Brasília. Anais do SENDI 2004. Brasília : CEB, 2004. p. 1-12.
- [13] J. Deng, H. Xiao, W. Huo, M. Luo, R. May, A. Wang e Y. Liu, “Optical fiber sensor-based detection of partial discharges in power transformers”, *Optics and Lasers Technology*, Volume 33, pp 305-311, Elsevier, 2001.
- [14] M. MacAlpine, Z. Zhiqiang e M. S. Demokan, “Development of a fibre-optic sensor for partial discharges in oil-filled power transformers”, *Electric Power Research*, Volume 63, pp 27-36, Elsevier, 2002.
- [15] D. Lin et al, “On –Line Partial Discharge Monitoring and Diagnostic System for Power Transformer”, *Tsinghua Science and Technology*, Volume 10, N° 5, pp 598-604, Elsevier, October 2005.
- [16] Project EHV, “EHV Transmission Line Reference Book”, Edison Electric Institute, New York, NY, USA. 1968.

- [17] C. Laurent e G. Teyssedre, “Hot electron and partial-discharge induced ageing of polymers”, *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research B*, Volume 208, pp 442-447, Elsevier, 2003.
- [18] G. T. Alisoy, H. Z. Alisoy, S. A. Rustamov e M. Arkan, “Internal ionization process in polymer dielectrics in strong electrical field”, *Physics A*, Volume 335, pp 59-69, Elsevier, 2004.
- [19] R. W. S. Garcia, et al., “Natural and Accelerated Aging of Composite Insulators”, *Proceedings of the IEEE International Symposium on Electrical Insulations*, Arlington, Virginia, USA, pp 329-333, June 1998.
- [20] C. G. Karagiannopoulos, “A model for dielectrics experiencing partial discharges under high electric field”, *Journal of Electrostatics*, Vol. 65, Issue 8, pp 535-541, Elsevier, July 2007.
- [21] G. Montoya, I. Ramirez and J. I. Montoya, “Correlation among ESDD, NSDD and leakage current in distribution insulators,” *IEEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 3, pp. 334-340, May 2004.
- [22] A. S. Ahmad, P. S. Ghosh, S. S. Ahmed e S. A. K. Aljunid, “Assessment of ESDD on high-voltage insulators using artificial neural network”, *Electric Power Systems Research*, Volume 72, pp 131-136, 2004.
- [23] K. Iwai, et al, “Development of a New Apparatus for Contamination Measurements of Overhead Transmission Line Insulators,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 4, pp. 1412-1417, October 1998.
- [24] H. Matsuo, T. Fujishima, T. Yamashita, “Relation Between Leakage Impedance and Equivalent Salt Deposit Density on an Insulator under a Saltwater Spray,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 6, no. 1, pp. 117-121, February 1999.
- [25] G. Montoya, I. Ramirez and J. I. Montoya, “Measuring pollution level generated on electrical insulators after a strong storm”, *Electric Power Systems Research*, Volume 71, pp 267-273, Elsevier, 2004.

- [26] M. R. Shariati, S. J. A. Vaseai e M. Rezaei e S. Abyazi, “New Approaches to Study Environmental Pollution Effects on Insulation of West Azarbayjan Electric Power Distribution Co”, Proceedings of the IEEE Power India Conference, April 2006.
- [27] M. A. Salam, H. Goswami and Z. Nadir, “Determination of equivalent salt deposit density using wind velocity for a contaminated insulator”, Journal of Electrostatics, 63, pp 37-44, Elsevier, 2005.
- [28] V. T. Kontargyri, A. A. Gialketsi, G. T. Tsekouras, I. F. Gonos and I. A. Stahopoulos, “Design of an artificial neural network for the estimation of the flashover voltage on insulators”, Electric Power System Research, Vol. 77, Issue 12, pp 1532-1540, Elsevier, October 2007.
- [29] D. C. Chaurasia, “Scintillation Modeling for insulator String under Polluted Conditions,” Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering, vol. 4, pp. 224-227, IEEE, Aug. 23-27, 1999.
- [30] M. Youssef, A. A. El-Alayly, “Remote monitoring of Surface Current Over Insulators,” Proceedings of the IEEE Transmission and Distribution Conference, vol. 01, pp. 113-116, November 2001.
- [31] Ofil, disponível em: <<http://www.ofilsystems.com>>. Acessado em 05/07/2008.
- [32] D. L. Williams, et al, “Formation and Characterization of Dry Bands in Clean Fog on Polluted Insulators,” IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 6, no. 5, pp. 724-731, October 1999.
- [33] G. J. Delben, “Avaliação da resposta da bobina de Rogowski para aplicação em sensor de descargas elétricas em isoladores”. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba-PR, Brasil, 2008.
- [34] R. W. S. Garcia, N. H. C. Santiago and C. M. Portela, “A Mathematical Model to Study the Influence of Source parameters in Polluted Insulator Tests,” IEEE Proc. of Properties and Application of Dielectric Materials, pp. 953-956, July 1991.

- [35] E. O. Abdelaziz, et al, "Prevention of the Interruptions due to the Phenomena of the Electric Insulators Pollution," Control, Communications and Signal Processing, First International Symposium, pp. 493-497, IEEE, 2004.
- [36] R. O. Silva, O. T. Bastos, G. J. Xavier e E. G. Costa, "Isoladores tipo disco de vidro temperado – Análise de desempenho e vida útil no sistema CHESF", Procedimentos internos CHESF.
- [37] M. Khalifa, et al, "A new monitor for pollution on power line insulators – Part 2: Simulated field tests," IEEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, vol. 135, no. 1, pp. 24-30, January 1988.
- [38] T. Suda, "Frequency Characteristics of Leakage Current Waveforms of a String of Suspension Insulators," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, No. 1, pp. 481-487, January 2005.
- [39] T. Suda, "Frequency Characteristics of Leakage Current Waveforms of an Artificially Polluted Suspension Insulator," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, No. 4, pp. 705-709, January 2001.
- [40] A. H. El-Hag, "Leakage current characterization for estimating the conditions of non-ceramic insulators' surfaces", Electric Power System Research, 77, pp 379-384, Elsevier, 2007.
- [41] I. A. Metwally, A. Al-Maqrashi, S. Al-Sumry e S. Al-Harthy, "Performance improvement of 33 kV line-post insulators in harsh environment", Electric Power Systems Research, Volume 76, pp 778-785, Elsevier, 2006.
- [42] A. Ghatak, K. Thyagarajan, "Introduction to Fiber Optics", 1ª Ed. Cambridge, 1998, 565 p.
- [43] M. Bass, Handbook of Optics, vol.1, p.15.5. New York, NY: Mc-Graw Hill, 2nd. Edition, 1995.
- [44] Shih-Cheng Wang and M. N. Ingram, "A novel Fourier technique for calculating fiber-to-LED coupling efficiency with lateral and longitudinal misalignments,"

Journal of Lightwave Technology., vol. 14, no. 10, pp. 2407-2413, IEEE, October 1996.

- [45] Eduardo Fontana, S. Campello Oliveira, F. J. M. M. Cavalcanti, R. Bandeira Lima, J. F. Martins-Filho and E. Meneses-Pacheco, “Novel Sensor System for Leakage Current Detection on Insulator Strings of Overhead Transmission Lines”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 4, pp. 2064-2070, October 2006.
- [46] Thorlabs inc. “Catálogo de produtos”, vol. 16, pp. 424, 2004.
- [47] K. C. Smith, A. S. Sedra, “Microeletrônica”, 5ª Ed: Prentice Hall Brasil, 2007. 864 p.
- [48] S. Campello Oliveira e Eduardo Fontana, “Optical Detection of Partial Discharges on Insulator Strings of High Voltage Transmission Lines”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Aceito para publicação.
- [49] S. Campello Oliveira, Eduardo Fontana e F. J. M. M. Cavalcanti, “Leakage Current Activity on Glass-Type Insulators of Overhead Transmission Lines in the Northeast Region of Brazil”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, no 2, pp 822-877, April 2009.
- [50] IEEE Guide for Cleaning Insulators, IEEE Standard 957-2005. Disponível em <[www.ieee.org](http://www.ieee.org)>, Abril 2005.
- [51] S. Campello Oliveira, Eduardo Fontana e F. J. M. M. Cavalcanti, “Real Time Monitoring of the Leakage Current of 230 kV Glass Type Insulators Under Washing”, IEEE Transactions on Power Delivery. Aceito para publicação.