

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Gabriel Henrique de Faria

Avaliação dos Fatores de Envelhecimento dos Cabos Cobertos
de Classe 15 kV e seus Impactos Sobre a Coordenação de
Isolamento

Itajubá, Junho de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Gabriel Henrique de Faria

Avaliação dos Fatores de Envelhecimento dos Cabos Cobertos de Classe 15 kV e seus Impactos Sobre a Coordenação de Isolamento

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador: Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto
Coorientador: Prof. Dr. Gustavo Paiva Lopes**

Itajubá, Junho de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Gabriel Henrique de Faria

Avaliação dos Fatores de Envelhecimento dos Cabos Cobertos de Classe 15 kV e seus Impactos Sobre a Coordenação de Isolamento

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto (Orientador)

Prof. Dr. Gustavo Paiva Lopes (Coorientador)

Prof^ª. Dr^ª. Maria Elena Leyva Gonzalez

Prof. Dr. Ronaldo Eugênio de Souza Filho

Prof. Dr. Alan Melo Nóbrega

Prof. Dr. José Feliciano Adami

Itajubá, Junho de 2022

Agradecimentos

- A Deus, pelo dom da vida.
- Ao Professor Manuel Luis Barreira Martinez (in memoriam), pela oportunidade de trabalhar no LAT-EFEI, pela orientação durante a graduação e parte do mestrado e por ter compartilhado sua vasta experiência na área de alta tensão.
- Ao Professor Estácio Tavares Wanderley Neto, pela orientação, pelo ensinamento e pelo auxílio durante o desenvolvimento deste trabalho.
- Ao Professor Gustavo Paiva Lopes, pela orientação, pelo ensinamento e pelo auxílio durante a execução dos ensaios realizados e o desenvolvimento deste trabalho.
- A toda equipe do LAT-EFEI, pelo apoio prestado, pelo companheirismo e pela amizade.
- À minha esposa, Ana, pelo companheirismo, apoio, compreensão, carinho, amor e por estar sempre ao meu lado.
- Aos meus pais, Donizete e Lúcia, agradeço por toda dedicação, incentivo e amor a mim demonstrado. Aos meus irmãos Ivan e Lucas e à minha irmã Tainara pela atenção, carinho e incentivo.
- Ao CNPq, pelo suporte financeiro concedido para realização desta pesquisa.

Resumo

As Redes de Distribuição Compactas (RDCs) proporcionam maior confiabilidade ao sistema elétrico de média tensão devido à proteção de polietileno presente nos cabos, a qual evita desligamentos indevidos por meio de contatos momentâneos entre os cabos e objetos aterrados. Além disto, o ganho de confiabilidade também está relacionado ao aumento da suportabilidade dielétrica do sistema, resultante da maior rigidez dielétrica do polietileno em comparação com o ar. No entanto, o polietileno apresenta envelhecimento acelerado se comparado com a isolação de porcelana e vidro, comumente utilizados nas redes convencionais (sem proteção nos cabos). A degradação do polietileno é ainda maior em áreas de elevada temperatura, umidade e poluição. Desta maneira, o envelhecimento do polietileno pode acarretar ao sistema elétrico diversos transtornos, como o aumento na quantidade de serviços de manutenção na rede, troca de equipamentos, curtos-circuitos, entre outros. Por outro lado, há na literatura uma escassez de métodos laboratoriais capazes de promover o envelhecimento acelerado dos cabos cobertos utilizados na RDC. A maioria dos métodos leva em consideração a avaliação de outros componentes poliméricos e muitas das vezes, os métodos mais eficazes, são de difícil implementação laboratorial e apresentam custos elevados. Desta maneira, este trabalho propõe dois métodos próprios para a realização do envelhecimento dos cabos cobertos em conjunto com os isoladores poliméricos. O primeiro método de envelhecimento consistiu na utilização de dois fatores: aplicação de tensão nos cabos igual ao dobro da tensão fase-terra da rede e poluição causada por névoa salina. O segundo método adicionou o efeito térmico, devido a indução de corrente no cabo coberto a fim de obter 60°C em sua superfície. Para caracterizar o envelhecimento e avaliar a qualidade das amostras, foram utilizados nesse trabalho ensaios de acompanhamento, divididos em ensaios físico-químicos e elétricos. O objetivo dos ensaios físico-químicos é de determinar a influência do envelhecimento na estrutura do XLPE, analisando o índice de oxidação (IO), a energia de ativação do processo de degradação (E), o calor de fusão (CF) e a hidrofobicidade superficial do XLPE. Por outro lado, com base em ensaios elétricos, este trabalho avalia o impacto do envelhecimento do polietileno reticulado (XLPE) presente na cobertura dos cabos, na coordenação de isolamento da RDC de classe 15 kV. Os ensaios elétricos realizados foram: medição de descargas parciais (DP), medição de corrente de fuga (CF) e suportabilidade ao impulso atmosférico. Por meio dos resultados, conclui-se que o segundo método de envelhecimento causou a degradação no material, aumentando os índices de oxidação das amostras e reduzindo a suportabilidade dielétrica da rede frente a surtos causados por descargas atmosféricas de polaridade positiva. Considerando o primeiro método, embora as amostras ensaiadas apresentaram falhas pontuais ao longo do ensaio, não foram observadas mudanças estruturais capazes de provocarem reduções na suportabilidade dielétrica da rede. Com bases nos resultados, foi possível equacionar a tendência dos parâmetros IO, CF e Tensão de Disrupção ao impulso atmosférico com relação ao tempo de exposição ao envelhecimento, através de regressão linear. Além disso, verificou-se que, mesmo envelhecido, a suportabilidade do conjunto ensaiado frente a impulso atmosférico é maior do que o Nível Básico de Impulso (NBI) da rede. O problema mais crítico para a rede é a ocorrência de falhas devido às descargas superficiais no material, em forma de erosões e trilhamentos. Portanto, este trabalho sugere uma metodologia de ensaio capaz de envelhecer os cabos cobertos da RDC e avaliar a qualidade do produto.

Palavras-chave: Rede de distribuição compacta, cabos cobertos, isoladores poliméricos, envelhecimento acelerado, ensaios físico-químicos, ensaios elétricos, coordenação de isolamento.

Abstract

Compact Distribution Network (CDN) provides a great reliability for the medium voltage electric system due to the polyethylene protection present in the cables, avoiding system interruptions caused by non-permanent contact between the cables and ground objects. Besides this, the reliability increase is also associated with the dielectric supportability increase of the system, considering the greater dielectric strength of the polyethylene in comparison with dielectric strength of the air. However, the polyethylene presents accelerated ageing in comparison with the glass and porcelain insulators, which are widely used in the conventional distribution network (without protection on the cables). The polyethylene degradation is even more accentuated in high temperature, humidity and pollution areas. Therefore, the polyethylene ageing may cause problems in the electric system, such as the increase of the maintenance, equipment replacement and short-circuits. On the other hand, there is a scarcity in the literature of laboratory methods capable of promoting the accelerated aging of the covered cables used in CDN. Most methods take into account the evaluation of other polymeric components and, often, the most effective methods are difficult to implement in the laboratory and have high costs. In this way, this work proposes two own methods to evaluate the aging of the covered cables, installed on polymeric insulators during the tests. The first ageing method consisted in the utilization of two factors: voltage application equal to the double of the system phase-ground voltage and pollution caused by salt fog. The second method added the thermic effect, due to the current induction in the cable, with the purpose to obtain 60°C on its surface. To characterize the aging and evaluate the quality of the samples, were used in this work monitoring tests, divided into physicochemical tests and electrical test. The goal of the physicochemical tests is to determinate the ageing influence in the XLPE structure, analyzing the oxidation factor (IO), the activation energy (E) of the degradation process, the fusion heat (C) and the XLPE surface hydrophobicity. On the other hand, considering the electrical tests, this work evaluates the impact of the polyethylene (XLPE) ageing, present in the covered cables, in the CDN insulation coordination of 15 kV voltage class. The electric tests used were: partial discharge measurement, leakage current (CF) measurement and lightning withstand. Considering the results, the second ageing method caused material degradation, increasing the oxidation factors and reducing the system lightning withstand considering positive voltage impulses. On the other hand, regarding the first method, although the samples tested presented punctual damages during the test, it was not observed structural changes capable of causing reductions in the lightning withstand of the system. Analyzing the results, it was possible to equate the trend of the parameters IO, CF and Disruptive Voltage, in relation to the aging exposure time, using linear regression. Besides this, it was verified that, even aged, the lightning withstand of the system is higher than the Basic Impulse Level (BIL) of the system. The critic problem for the CDN is the failures events caused by superficial discharge on the material, in the form of erosion and tracking. Therefore, this work presents an accelerated ageing test method and evaluates the quality of covered cables.

Keywords: Compact distribution network, covered cable, polymeric insulators, accelerated ageing, physicochemical tests, electric tests, insulation coordination.

Lista de Figuras

Figura 1 – Ilustração da poda de uma árvore para cada tipo de rede: A) convencional; B) compacta. Fonte: [4].	23
Figura 2 – Ilustração de um cabo coberto. Fonte: adaptado de [28].	29
Figura 3 – Ilustração de um cabo coberto HDPE. Fonte: adaptado de [29].	30
Figura 4 – Ilustração de alguns tipos de espaçadores utilizados em redes compactas: A) Sistema monofásico; B) Sistema Trifásico. Fonte: adaptado de [30].	30
Figura 5 – A) Espaçador sem presença de braçadeira própria; B) Anel de amarração. Fonte: próprio autor.	31
Figura 6 – A) Isolador polimérico do tipo pino; B) Cavidade para fixação do pino de alumínio para conexão com a estrutura da rede; C) Pino de aço galvanizado para conexão com a estrutura da rede. Fonte: próprio autor.	32
Figura 7 – Tipos de estruturas de redes compactas: A) CM1; B) CM2; C) CM3; D) CE1; E) CE2; F) CE3. Fonte: [2].	32
Figura 8 – Cadeia polimérica: A) Representação de unidade de repetição e das estruturas da cadeia; B) perspectiva da molécula, indicando a estrutura do <i>backbone</i> em ziguezague. Fonte: [37].	33
Figura 9 – Cadeias poliméricas e suas ramificações: Fonte: [33].	35
Figura 10 – Propagação do surto de corrente dado a incidência direta de uma descarga atmosférica em um condutor de fase da linha. Fonte: [18].	37
Figura 11 – Forma de impulso de tensão, onde: T1 é tempo de frente; T2 é o tempo até o meio valor e T é o tempo entre os instantes correspondentes a 30% (A) e 90% (B) do valor de crista da forma de impulso. Fonte: adaptado de [41].	38
Figura 12 – Ilustração de descargas atmosféricas nuvem-solo: A) Descendente negativa; B) Descendente positiva; C) Ascendente positiva; D) Ascendente negativa. Fonte: adaptado de [17].	39
Figura 13 – RDC ensaiada em um estudo do ano de 1986. Fonte: [53].	41
Figura 14 – Descarga disruptiva plena perfurando a camada isolante do cabo em um local distante da estrutura. Fonte: [2].	43
Figura 15 – Estrutura CE2 utilizada nos ensaios dos trabalhos da UFMG, indicando as posições A, B e C dos cabos. Fonte: [2].	44
Figura 16 – Exemplo de descarga causada pela formação de banda seca na superfície da isolação. Fonte: [6].	46
Figura 17 – Exemplos de trilhamento e erosão: A) Cabo coberto - Fonte: [20]; B) Cabo coberto com presença de trilhamento e erosão no ponto de conexão com o isolador - Fonte: [57].	47

Figura 18 – Exemplos de trilhamento e erosão: A) Isoladores poliméricos - Fonte: [37]; B) Invólucro de para-raios - Fonte: [33].	47
Figura 19 – Incêndio em um espaçador devido a ocorrência de descargas parciais, trilhamento e erosões no material durante o ensaio de compatibilidade dielétrica. Fonte: [4].	48
Figura 20 – Exemplos de arborescência: A) Elétrica; B) Em água. Fonte: [33].	49
Figura 21 – Junção de arborescência elétrica com arborescência em água. Fonte: adaptado de [59].	49
Figura 22 – Bolhas na manufatura do componente: A) Representação de bolha e descarga parcial (DP) em um cabo coberto - Fonte: adaptado de [63]; B) Bolha em isolador polimérico do tipo pino - Fonte: [64].	50
Figura 23 – Simulações de campo elétrico em isolador polimérico do tipo pino: A) Isolador com presença de bolha; B) Campo elétrico no pino metálico de fixação do isolador com a rede. Fonte: adaptado de [64].	51
Figura 24 – Evolução da corrente de fuga em invólucros de para-raios, onde Form. 1, Form. 2 e Form. 3 são formulações distintas para confecção dos invólucros. Fonte: [33].	53
Figura 25 – Simulação do campo elétrico em um cabo não concêntrico. Fonte: [4].	53
Figura 26 – Rede convencional e compacta no mesmo poste, instalada na região de Ubatuba/SP (litoral). Fonte: próprio autor.	55
Figura 27 – Espaçador danificado instalado na rede da Cemig na região de Itajubá/MG: A) Rompimento do braço de sustentação de uma das fases; B) Rompimento do braço conectado ao cabo guarda. Fonte: próprio autor.	56
Figura 28 – Descarga elétricas nos isoladores de ancoragem durante o ensaio de roda de trilhamento. Fonte: adaptado de [79].	61
Figura 29 – Disposição das amostras na área de ensaio de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	70
Figura 30 – Ilustração da vista superior da área de ensaio e dos componentes do primeiro método de envelhecimento, sendo: N - Bico para injetar névoa salina; IA ₁ - Isolador de ancoragem para sustentação inferior; IA ₂ - Isolador de ancoragem para sustentação superior Ie - Isolador polimérico ensaiado; CE - Cabo coberto ensaiado; IA - Isolador de ancoragem para fim de cabo; CI - Cabo isolado para passagem de tensão. Fonte: próprio autor.	71
Figura 31 – Ilustração da visão superior da área de ensaio e dos componentes do segundo envelhecimento, sendo: N - Bico para injetar névoa salina; IAs - Isolador de ancoragem para sustentação; Ie - Isolador polimérico ensaiado; CE - Cabo coberto ensaiado; IA - Isolador de ancoragem para fim de cabo; CI - Cabo isolado para passagem de tensão; Ind - Indutor responsável pela corrente no circuito. Fonte: próprio autor.	72
Figura 32 – Exemplo de gráfico do FTIR para invólucros de para-raios. Fonte: [33].	74

Figura 33 – TGA de amostra de XLPE: curvas <i>massa x temperatura</i> e DTG. Fonte: próprio autor.	76
Figura 34 – Correlação entre $\ln(\varnothing/T_p^2)$ e $(1/T_p)$ de amostras de PEAD de para-raios de distribuição: (A) Novo; (B) Envelhecido. Fonte: [33].	77
Figura 35 – Gráfico do DSC para XLPE de cabos cobertos, sendo (A) e (B) amostras nova e envelhecida, respectivamente. Fonte: [5].	78
Figura 36 – Molhabilidade de para-raios de distribuição: A) Para-raios novo, superfície hidrofóbica; B) Para-raios envelhecido, superfície hidrofílica. Fonte: [33].	79
Figura 37 – Método da gota séssil para determinar o ângulo de contato. Fonte: [5].	80
Figura 38 – Arranjo para o ensaio de DP: A) Posição do isolador e cabo coberto na estrutura CE2; B) Ponta do cabo coberta por malha metálica; C) Ponta com a malha metálica e isolada. Fonte: próprio autor.	82
Figura 39 – Níveis de tensão e duração do ensaio de DP. Fonte: próprio autor.	83
Figura 40 – Exemplo do registro da aglomeração das DP. Fonte: próprio autor.	84
Figura 41 – Diagrama esquemático do ensaio para medição da CF. Fonte: próprio autor.	85
Figura 42 – Arranjo para o ensaio de impulso atmosférico na RDC, com a estrutura CE2 perpendicular ao cabo coberto. Fonte: próprio autor.	86
Figura 43 – Grampo para fixação das extremidades do cabo coberto ensaiado e conexão entre o condutor do cabo e o gerador de impulsos atmosféricos através de um tento de alumínio. Fonte: próprio autor.	86
Figura 44 – Ilustração para exemplificar como são obtidos os parâmetros “distância do furo até o centro do isolador polimérico” e “distância de arco – d_a ”. Fonte: próprio autor.	88
Figura 45 – Fluxograma com a ordem de realização dos ensaios físico-químicos e elétricos. Fonte: próprio autor.	91
Figura 46 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos novos, sendo <i>ii</i> , <i>iv</i> e <i>vi</i> , bandas características do polietileno e <i>i</i> , <i>iii</i> e <i>v</i> , bandas relacionadas à oxidação. A) Curvas sobrepostas; B) Curvas deslocadas. Fonte: próprio autor.	94
Figura 47 – Exemplos das imagens obtidas no ensaio de medição do ângulo de contato. Fonte: próprio autor.	96
Figura 48 – Ângulo de contato das 5 amostras novas do fabricante X. Fonte: próprio autor.	96
Figura 49 – Média da CF das 5 amostras novas do fabricante X. Fonte: próprio autor.	97
Figura 50 – Cabo coberto instalado sobre o isolador polimérico durante o ensaio de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	100

- Figura 51 – Incêndio na primeira tentativa de ensaio: A) Isolador incendiado; B) Resíduos do isolador incendiado derramados no isolador posicionado abaixo dele; C) Cabos cobertos carbonizados devido ao contato entre trechos distintos. Fonte: próprio autor. 101
- Figura 52 – Exemplos de trilhamento, erosão e carbonização dos isoladores poliméricos em suas cavidades inferiores, durante a primeira tentativa de envelhecimento. Fonte: próprio autor. 102
- Figura 53 – Exemplos de trilhamento e erosão em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 500 horas no primeiro método de envelhecimento: A) e B) Cavidade inferior de dois isoladores; C) Trilhamento na borda das saias dos isoladores. Fonte: próprio autor. 102
- Figura 54 – Trilhamento nos cabos envelhecidos em 500 horas no primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor..... 102
- Figura 55 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 500 horas do primeiro método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; b – pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções; c – pico de corrente devido às DP; d – término do ensaio. Fonte: próprio autor..... 103
- Figura 56 – Exemplo de falhas em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 1000 horas por meio do primeiro método de envelhecimento: A) Falha na saia superior do isolador devido ao contato com o cabo coberto; B) Falha em uma das saias do isolador; C) Falha na cavidade inferior do isolador. Fonte: próprio autor. 104
- Figura 57 – Detalhe das falhas (trilhamento e erosão) de um dos isoladores envelhecidos em 1000 horas por meio do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor. 105
- Figura 58 – Erosão no cabo coberto próximo ao isolador durante o ensaio de envelhecimento de 1000 horas por meio do primeiro método. Fonte: próprio autor. 105
- Figura 59 – Aspecto do cabo coberto após as 1000 horas de ensaio do primeiro método de envelhecimento: A) Comparação entre o cabo envelhecido com o cabo novo; B) Resíduo com tonalidade verde disposto sobre a superfície do cabo; C) Erosão no cabo coberto. Fonte: próprio autor. 105
- Figura 60 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 1000 horas do primeiro método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; b – pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções; c – pico de corrente devido às DP; d – término do ensaio; f – interrupções programadas na rede de energia elétrica para manutenção. Fonte: próprio autor. 106
- Figura 61 – Aferição da temperatura na superfície do cabo coberto ao longo do segundo método de envelhecimento: A) Centro do cabo disposto entre dois isoladores; B) Na conexão com o isolador polimérico. Fonte: próprio autor..... 110
- Figura 62 – Isolador substituído durante o ensaio de envelhecimento em 500 horas do segundo método, devido à grande área carbonizada. Fonte: próprio autor. 110
- Figura 63 – Exemplo de falhas em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 500 horas do segundo método de envelhecimento: A) Isolador 1; B) Isolador 2; C) Isolador 3. Fonte: próprio autor. 111

- Figura 64 – Acúmulo de sal no cabo coberto no decorrer do ensaio de envelhecimento de 500 horas do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor. 111
- Figura 65 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 500 horas do segundo método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; d – término do ensaio; e - deslocamentos na corrente de fuga. Fonte: próprio autor. 112
- Figura 66 – Exemplo de falhas em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 1000 horas por meio do segundo método de envelhecimento: A) e B) Pequenos trilhamentos na cavidade inferior de dois isoladores; C) Erosão na saia superior de um isolador. Fonte: próprio autor. 113
- Figura 67 – Acumulo de sal no cabo coberto no decorrer do ensaio de envelhecimento de 1000 horas do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor. 113
- Figura 68 – Falhas no cabo coberto (trilhamentos e erosões) no envelhecimento de 1000 horas por meio do segundo método: A) Amostra 1; B) Amostra 2; C) Amostra 3; D) Amostra 4; E) Amostra 5. Fonte: próprio autor. 114
- Figura 69 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 1000 horas do segundo método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; b – pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções; c – pico de corrente devido às DP; d – término do ensaio; e – deslocamentos na corrente de fuga; f – interrupções programadas na rede de energia elétrica para manutenção. Fonte: próprio autor. 114
- Figura 70 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas através do segundo método de envelhecimento, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor. 115
- Figura 71 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 1000 horas através do segundo método de envelhecimento, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor. 116
- Figura 72 – Ângulo de contato das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor. 119
- Figura 73 – Média da CF das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor. 121
- Figura 74 – Comparação da tensão de ruptura ao impulso atmosférico das amostras novas e envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor. 123
- Figura 75 – Análise da tendência linear dos resultados dos ensaios físico-químicos: A) Índice de Oxidação; B) Energia de Ativação; C) Calor para Fusão. Fonte: próprio autor. 127
- Figura 76 – Análise da tendência linear dos resultados dos ensaios elétricos: A) Corrente de Fuga para o nível de 8 kV; B) Corrente de Fuga para o nível de 12 kV; C) Corrente de Fuga para o nível de 16 kV; D) Tensão de ruptura. Fonte: próprio autor. 128

Figura 77 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos retirados da rede, sendo <i>ii</i> , <i>iv</i> e <i>vi</i> , bandas características do polietileno e <i>i</i> , <i>iii</i> e <i>v</i> bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.	130
Figura 78 – Ângulo de contato das 5 amostras retiradas da rede elétrica da Cemig, sendo a amostra 1 referente ao fabricante Y, amostras 2, 3 e 4 referentes ao fabricante Z e amostra 5 ao fabricante T. Fonte: próprio autor.	132
Figura 79 – CF das amostras retiradas da rede elétrica da Cemig: A) Amostra 1 – Fabricante Y; B) Média das amostras 2, 3 e 4 – Fabricante Z; C) Amostra 5 – Fabricante T. Fonte: próprio autor.	133
Figura 80 – Comparação da tensão de ruptura ao impulso atmosférico das amostras novas, envelhecidas através do segundo método e retiradas da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.	135
Figura 81 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas através do primeiro método de envelhecimento, sendo <i>ii</i> , <i>iv</i> e <i>vi</i> , bandas características do polietileno e <i>i</i> , <i>iii</i> e <i>v</i> , bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.	150
Figura 82 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 1000 horas através do primeiro método de envelhecimento, sendo <i>ii</i> , <i>iv</i> e <i>vi</i> , bandas características do polietileno e <i>i</i> , <i>iii</i> e <i>v</i> , bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.	150
Figura 83 – Ângulo de contato das amostras envelhecidas por meio do primeiro método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor.	152
Figura 84 – Média da CF das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor.	153
Figura 84 – Resultados TGA da amostra 1 – nova: A) Taxa de aquecimento de 10 °C/min; B) Taxa de aquecimento de 20 °C/min; C) Taxa de aquecimento de 30 °C/min.	155
Figura 84 – Resultados TGA da amostra 1 – envelhecida em 500 horas (segundo método): A) Taxa de aquecimento de 10 °C/min; B) Taxa de aquecimento de 20 °C/min; C) Taxa de aquecimento de 30 °C/min.	156
Figura 84 – Resultados TGA da amostra 1 – envelhecida em 1000 horas (segundo método): A) Taxa de aquecimento de 10 °C/min; B) Taxa de aquecimento de 20 °C/min; C) Taxa de aquecimento de 30 °C/min.	157

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Propriedades de alguns dos materiais isolantes utilizados em componentes e equipamentos do sistema elétrico. Fonte: [2].	35
Tabela 2 – Comparativo entre as formas de impulso mais críticas para equipamentos da rede de distribuição convencional. Fonte: [14, 17].	40
Tabela 3 – Estrutura CM2: tensões médias disruptivas para cabo nu e cabos com cobertura XLPE e HDPE nas condições intacto (novo) e perfurado. Fonte: [2].	43
Tabela 4 – Estrutura CE2: tensões médias disruptivas para cabo nu e cabos com cobertura XLPE e HDPE nas condições intacto (novo). Fonte: [2].	45
Tabela 5 – Procedimento de envelhecimento considerando múltiplos fatores. Fonte: [81].	64
Tabela 6 – Relação entre a resposta ao número de onda do infravermelho com o grupo funcional presente no material. Fonte: [4, 62].	74
Tabela 7 – Método dos acréscimos e decréscimos padronizado, sendo: X - ocorrência da descarga disruptiva; 0 - não ocorrência da descarga disruptiva. Fonte: [17].	89
Tabela 8 – Índices de oxidação das amostras de XLPE dos cabos cobertos novos. Fonte: próprio autor.	95
Tabela 9 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos novos. Fonte: próprio autor.	95
Tabela 10 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos novos. Fonte: próprio autor.	96
Tabela 11 – Tensão de disrupção ao impulso atmosférico das amostras das amostras novas. Fonte: próprio autor.	98
Tabela 12 – Tensão $U_{50\%}$ das amostras novas rompidas no ensaio de disrupção ao impulso atmosférico. Fonte: próprio autor.	99
Tabela 13 – Resumo dos resultados dos ensaios físico-químicos das amostras novas e envelhecidas através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	107
Tabela 14 – Resumo dos resultados dos ensaios elétricos das amostras novas e envelhecidas através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	108
Tabela 15 – Índices de oxidação das amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	116
Tabela 16 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	117
Tabela 17 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	118

Tabela 18 – Nível máximo e tensão de extinção das DP das amostras envelhecidas conforme segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.....	120
Tabela 19 – Tensão de disrupção ao impulso atmosférico das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	122
Tabela 20 – Tensão $U_{50\%}$ das amostras envelhecidas rompidas no ensaio de disrupção ao impulso atmosférico. Fonte: próprio autor.	124
Tabela 21 – Ensaio Físico-Químicos – Melhores e piores desempenhos. Fonte: próprio autor.	125
Tabela 22 – Ensaio Elétricos – Melhores e piores desempenhos. Fonte: próprio autor.	125
Tabela 23 – Média dos resultados para cada condição da amostra. Fonte: próprio autor.	126
Tabela 24 – Índices de oxidação para as amostras de XLPE dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.	130
Tabela 25 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.	131
Tabela 26 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.	131
Tabela 27 – Nível máximo e tensão de extinção das DP das amostras retiradas da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.	133
Tabela 28 – Tensão de disrupção ao impulso atmosférico das amostras retiradas da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.	134
Tabela 29 – Tensão $U_{50\%}$ das amostras retiradas da rede elétrica e rompidas no ensaio de disrupção ao impulso atmosférico. Fonte: próprio autor.	136
Tabela 30 – Comparação entre a suportabilidade dielétrica da RDC, considerando a tensão média de disrupção das amostras novas e envelhecidas, e a suportabilidade dielétrica dos equipamentos da rede convencional, considerando a chave seccionadora, a chave fusível e os isoladores do tipo pino e pilar. Fonte: próprio autor e adaptado de [14, 17].	137
Tabela 31 – Comparação entre a suportabilidade dielétrica da RDC, considerando a menor tensão $U_{50\%}$ das amostras novas e envelhecidas previamente rompidas, e a suportabilidade dielétrica dos equipamentos da rede convencional, considerando a chave seccionadora, a chave fusível e os isoladores do tipo pino e pilar. Fonte: próprio autor e adaptado de [14, 17].	138
Tabela 32 – Índices de oxidação das amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	151
Tabela 33 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.	151
Tabela 34 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método. Fonte: próprio autor.	152

Tabela 35 – Tensão de Disrupção e Tensão $U_{50\%}$ das amostras envelhecidas através do primeiro método. Fonte: próprio autor. 153

Tabela 36 – Resultado da corrente de fuga das amostras analisadas nesse trabalho. Fonte: próprio autor. 154

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas.
AC	Ângulo de Contato
ATR	Refletância Total Atenuada
CE1	Tipo de Configuração Trifásica da RDC
CE2	Tipo de Configuração Trifásica da RDC
CE3	Tipo de Configuração Trifásica da RDC
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
CF	Corrente de Fuga
CM1	Tipo de Configuração Monofásica da RDC
CM2	Tipo de Configuração Monofásica da RDC
CM3	Tipo de Configuração Monofásica da RDC
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DP	Descargas Parciais
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
DSC	Calorimetria Exploratória Diferencial
DTG	Termogravimetria Derivada
EDP	Distribuidora de Energia Elétrica
Elektro	Distribuidora de Energia Elétrica
Eletropaulo	Antiga Companhia de Energia de São Paulo
EPR	Isolação Etileno-Propileno
FTIR	Espectroscopia Vibracional de Infravermelho por Transformada de Fourier
H	Fabricante do Isolador Polimérico Novo
HDPE	Polietileno de Alta Densidade
IA	Suportabilidade ao Impulso Atmosférico
IEC	International Electrotechnical Commission.
LAT-EFEI	Laboratório de Alta Tensão Professor Manuel Luís Barreira Martinez da Universidade Federal de Itajubá.
LDPE	Polietileno de Baixa Densidade
MEAE	Método de Ensaio e Análise Estatística.
NBI	Nível Básico de Isolamento.
NBR	Norma Brasileira.
PEAD	Polietileno de Alta Densidade

RDC	Rede de Distribuição Compacta
TGA	Termogravimetria
TR-XLPE	Polietileno Reticulado com Inibidor de Arborescência
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
X	Fabricante do Cabo Coberto Novo
XLPE	Polietileno Reticulado
Y, Z e T	Fabricante dos Cabos Cobertos Retirados da Rede Elétrica da Cemig

Lista de Símbolos

$(C_2H_4)_n$	Estrutura molecular do Polietileno
Abs_{ii}	Pico Correspondente a Faixa de Número de Onda de 3000 cm^{-1} a 2600 cm^{-1}
Abs_{iii}	Pico Correspondente a Faixa de Número de Onda do Grupo Funcional Carboxila
C	Calor para fusão
CF_{12}	Corrente de fuga em 12 kV
CF_{16}	Corrente de fuga em 16 kV
CF_8	Corrente de fuga em 8 kV
CH_2	Metileno
d_a	Distância de arco.
E	Energia de Ativação do Processo de Degradação do Material
h	Altura da Gota
I_p	Corrente de Retorno da Descarga Atmosférica
Kv_i	Número de Aplicações em cada Nível no Ensaio <i>Up and Down</i>
$Nacl$	Cloreto de Sódio
N_t	Número de Níveis de Tensão Aplicados no Ensaio <i>Up and Down</i>
n_t	Número Total de Aplicações no Ensaio <i>Up and Down</i>
Θ	Ângulo de Contato da Gota com a Superfície do Material
\emptyset	Taxa de Elevação de Temperatura
OI	Índice de Oxidação
pu	Por Unidade
R	Constante do Gás Nitrogênio
r	Medição do raio da gota
R^2	Coefficiente de determinação de uma reta
R_2	Coefficiente de Determinação de uma Reta
$T1$	Tempo de Frente
$T2$	Tempo até o Meio Valor
T_p	Temperatura Absoluta de Pico da Derivada da Massa
U	Tensão de Disrupção
$U_{50\%}$	Tensão Crítica Disruptiva
U_d	Surto de Tensão Provocado pela Descarga Atmosférica
V_e	Tensão Aplicada na Amostra Durante o Ensaio de Mediação de Corrente de Fuga
V_s	Tensão Medida no Resistor Shunt Durante o Ensaio de Medição de CF

x	Distância do Furo ao Centro do Isolador
$ZnSe$	Seleneto de Zinco
Z_s	Impedância de Surto da Linha
$\Delta H_{fusão}$	Entalpia de Fusão do Material
σ	Desvio Padrão da Tensão Crítica Disruptiva

Sumário

1	Introdução	22
1.1	Visão Geral	22
1.2	Motivação e Relevância do Tema.....	24
1.3	Objetivos.....	26
1.4	Estrutura do Trabalho	27
2	Redes de Distribuição Compactas	28
2.1	Componentes da Rede de Distribuição Compacta.....	28
2.2	Polietileno	33
2.3	Principais Causas de Falha na RDC	36
2.3.1	Descargas Atmosféricas.....	36
2.3.2	Descargas Provocadas por Banda Seca	45
2.3.3	Trilhamento Elétrico e Erosão	46
2.3.4	Arborescência	48
2.3.5	Descargas Parciais	50
2.3.6	Corrente de Fuga Elevada.....	52
2.4	Dados de Redes Compactas de Concessionárias de Energia Elétrica	54
3	Contextualização: Envelhecimento do Polietileno Utilizado na Isolação de Equipamentos Elétricos	57
4	Métodos: Ensaios de Envelhecimento e Ensaios de Acompanhamento.....	66
4.1	Envelhecimento dos Componentes da RDC com Isolação em Polietileno	66
4.1.1	Primeiro Método de Envelhecimento: Névoa Salina e Sobretensão	67
4.1.2	Segundo Método de Envelhecimento: Névoa Salina, Sobretensão e Elevação de Temperatura (60 °C)	71
4.2	Ensaios de Acompanhamento - Caracterização Físico-Química de Polímeros.....	72
4.2.1	Espectroscopia Vibracional de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR) ..	73
4.2.2	Termogravimetria (TGA)	75
4.2.3	Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC).....	78
4.2.4	Medição do Ângulo de Contato	79
4.3	Ensaios de Acompanhamento - Elétricos	80

4.3.1	Medição de Descargas Parciais (DP).....	81
4.3.2	Medição da Corrente de Fuga (CF)	84
4.3.3	Ensaio de Suportabilidade ao Impulso Atmosférico.....	85
4.3.3.1	Ensaio de Disrupção ao Impulso Atmosférico	87
4.3.3.2	Determinação da Tensão Crítica Disruptiva (Tensão $U_{50\%}$).....	88
4.4	Preparação das Amostras Envelhecidas para Realização dos Ensaio Físico-Químicos e Elétricos	90
5	Resultado dos Ensaio e Análises	92
5.1	Análise dos Resultados dos Ensaio de Acompanhamento nas Amostras Novas	93
5.1.1	Ensaio Físico-Químicos	93
5.1.2	Medição de Descargas Parciais (DP) e de Corrente de Fuga (CF).....	97
5.1.3	Suportabilidade ao Impulso Atmosférico	97
5.2	Avaliação do Primeiro Método de Envelhecimento	99
5.2.1	Análise do Primeiro Método de Envelhecimento	100
5.2.2	Ensaio de Acompanhamento - Amostras Envelhecidas por Meio do Primeiro Método de Envelhecimento.....	106
5.3	Avaliação do Segundo Método de Envelhecimento	109
5.3.1	Análise do Segundo Método de Envelhecimento	109
5.3.2	Ensaio de Acompanhamento - Físico-Químicos.....	115
5.3.3	Medição de Descargas Parciais (DP) e de Corrente de Fuga (CF).....	120
5.3.4	Suportabilidade ao Impulso Atmosférico	122
5.3.3	Considerações Finais Sobre o Método	125
5.4	Cabos Cobertos Retirados da Rede Elétrica	129
5.4.1	Ensaio Físico-Químicos	129
5.4.2	Medição de Descargas Parciais (DP) e de Corrente de Fuga (CF).....	132
5.3.3	Suportabilidade ao Impulso Atmosférico	134
5.5	Comparação Entre a Suportabilidade Dielétrica das RDC e das Redes Convencionais	136
6	Conclusões	139
6.1	Proposta para Trabalhos Futuros	141
	APÊNDICE A – Resultado dos Ensaio de Acompanhamento Para as Amostras Envelhecidas Através do Primeiro Método de Envelhecimento	150

APÊNDICE B – Resultado da Corrente de Fuga por Amostra154

APÊNDICE C – Exemplos de Curvas Massa x Temperatura, Obtidas do Ensaio TGA.155

1 Introdução

1.1 Visão Geral

No Brasil, as redes aéreas de distribuição são predominantemente convencionais, compostas por cabos nus, sustentados por isoladores de porcelana ou vidro em cruzetas de madeira, fibra de vidro, entre outros materiais. Porém, dada a exposição proporcionada pelo cabo nu, qualquer contato com objetos pode provocar curtos-circuitos momentâneos ou permanentes, afetando o despacho contínuo e adequado de energia. Estas interrupções no fornecimento de energia elétrica causam transtornos aos clientes e prejuízos às concessionárias, prejudicando os índices de qualidade [1].

Para reduzir o número de interrupções indevidas no sistema de distribuição, é crescente no cenário nacional a utilização de redes aéreas de distribuição compactas (RDC) [2, 3, 4, 5]. Essa tecnologia consiste basicamente na utilização de cabos de alumínio cobertos (protegidos) por uma camada polimérica, composta por isolamento de polietileno reticulado (XLPE) ou polietileno de alta densidade (HDPE). Esses cabos são sustentados, no geral, por isoladores e espaçadores poliméricos.

A utilização de cabos cobertos, além de reduzir a área ocupada pela rede elétrica de distribuição, reduz o número de interrupções proporcionadas pelo contato momentâneo de objetos com a rede.

Dados da Cemig do ano de 2017, por exemplo, indicam que mais de 36.300 km de redes compactas foram instaladas nos locais de atuação da concessionária, o que corresponde a 28% do total de linhas de distribuição da Cemig [1]. Para a mesma concessionária, essa tecnologia apresentou uma redução de cerca de 90% do número de ocorrências de interrupções indevidas se comparada com as redes aéreas de distribuição convencionais [2].

Em relação às RDCs, destacam-se também os benefícios ambientais e de segurança para a população, principalmente em regiões urbanas, onde há maiores densidades populacionais. As estruturas utilizadas são mais compactas se comparadas à rede área convencional, reduzindo a área necessária para a distância de segurança do sistema. Essa característica da RDC corrobora com a redução do número de acidentes envolvendo a rede elétrica e com a redução nas ocorrências de quedas de árvores, devido a menor área necessária para a poda de árvores próximas à rede. A Figura 1 apresenta uma ilustração comparando a poda de uma árvore próxima a rede convencional, Figura 1 A), e compacta, Figura 1 B).

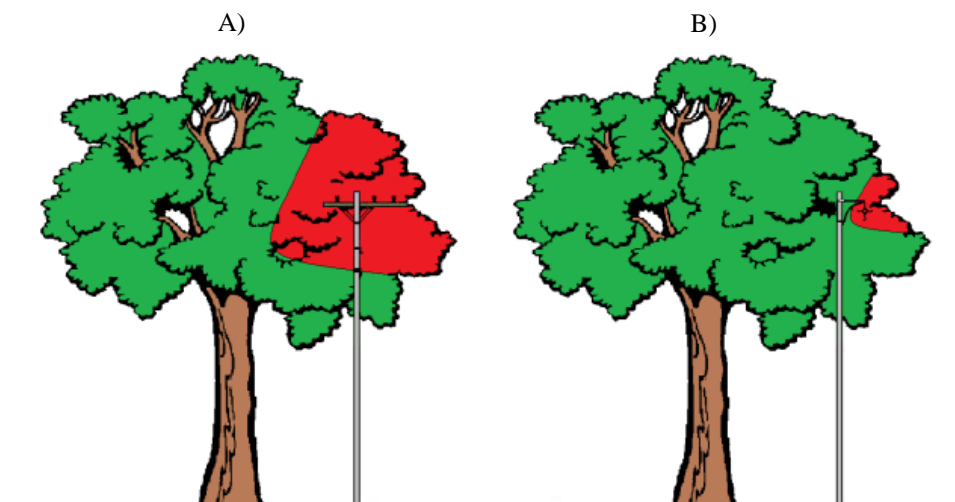


Figura 1 – Ilustração da poda de uma árvore para cada tipo de rede: A) convencional; B) compacta. Fonte: [4].

Embora esta tecnologia apresente inúmeras vantagens ao sistema de distribuição de energia elétrica, a exposição dos componentes às condições inerentes ao ambiente, como radiação solar, umidade, poluição, entre outros, causam a degradação do isolante polimérico, que geralmente ocorre de forma mais rápida se comparada à isolação de porcelana e vidro.

A degradação do polietileno tende a ser mais acelerada em regiões de maior índice de poluição, como áreas densamente industrializadas e áreas costeiras (poluição salina), podendo causar a falha dos componentes em um reduzido período de tempo [6]. Desta maneira, as normas das concessionárias de energia elétrica seguem os requisitos determinados pela ABNT IEC/TR 60815-1, a qual indica a não utilização de RDC para áreas com poluição classificada como pesada e muito pesada, como o caso de regiões litorâneas [7, 8, 9]. Entretanto, algumas concessionárias instalam as RDCs em cidades litorâneas, geralmente em regiões mais afastadas da costa, e em locais industrializados que podem apresentar índices elevados de poluição. Além disso, em outras regiões, as redes compactas também estão sujeitas a temperatura e umidade ambiente elevadas.

O envelhecimento do isolante polietileno presente nos componentes da rede compacta pode acarretar na redução da suportabilidade da rede frente a sobretensões provocadas por descargas atmosféricas, manobras de equipamentos e sobretensões em frequência industrial. Na presença de alguma destas adversidades, o material isolante envelhecido pode falhar em níveis inferiores se comparado à sua condição nova.

No entanto, o processo de envelhecimento dos componentes da RDC e seu impacto na coordenação de isolamento da rede ainda é um tema a ser explorado e pode fornecer dados para as concessionárias a respeito do real nível de isolamento da rede.

1.2 Motivação e Relevância do Tema

O Brasil apresenta alto índice de ocorrência de descargas atmosféricas nuvem-solo [10, 11]. Esses eventos solicitam constantemente a isolamento da rede elétrica através de surtos de tensão induzidos ou originados nos cabos de fase, os quais são um dos maiores causadores de falhas no sistema de distribuição, afetando os índices que determinam a qualidade do fornecimento de energia elétrica [2]. Portanto, é grande a preocupação das empresas vinculadas ao setor elétrico com respeito aos problemas causados por descargas atmosféricas.

Entre o período de 2010 a 2012, por exemplo, as descargas atmosféricas foram a principal causa de desligamentos da rede de distribuição da Cemig [12]. Este é um problema recíproco considerando outros países, como no caso da China, que em 2008 apresentava as descargas atmosféricas como as maiores causadoras de falhas em sua rede de distribuição [13].

Portanto, o sistema elétrico deve ser dimensionado não somente para suportar as condições nominais de operação, mas também as eventualidades que podem ocorrer devido a fatores externos, como o caso de surtos de tensão provocados por descargas atmosféricas, e internos, como por exemplo, transitórios provocados por manobras.

Em relação ao sistema de distribuição, diversas pesquisas foram realizadas a fim de verificar a sua real suportabilidade dielétrica frente a sobretensões provocadas por descargas atmosféricas, tanto para sistemas convencionais quanto para sistemas compactos.

Por exemplo, no caso do sistema de distribuição convencional, o Laboratório de Alta Tensão Professor Manuel Luis Barreira Martinez (LAT-EFEI) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), avaliou em diversas pesquisas a suportabilidade ao impulso atmosférico de isoladores de porcelana [14, 15, 16] e equipamentos de manobra (chaves seccionadoras e fusíveis) [17, 18, 19] frente à forma de impulso padronizada e diversas formas não padronizadas. Estes trabalhos possibilitaram o conhecimento real da suportabilidade de componentes da rede convencional mediante surtos provenientes de descargas atmosféricas e dos fenômenos envolvidos na ocorrência das descargas. Vale ressaltar que os equipamentos de manobra também são utilizados nas RDCs.

Em relação as RDCs, outros trabalhos desenvolvidos no LAT-EFEI avaliaram o desempenho destas redes submetendo-as ao ensaio de compatibilidade dielétrica [4, 5, 20]. As conclusões destes trabalhos indicaram problemas na manufatura dos cabos protegidos comercializados no Brasil, provocando falhas ao longo do ensaio.

Sobre a suportabilidade das RDCs frente à impulso atmosférico, destacam-se os recentes trabalhos desenvolvidos pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), avaliando cabos

com isolamento em XLPE e HDPE para estruturas monofásicas e trifásicas em ambas as polaridades [2, 3, 21, 22, 12]. Nestes trabalhos, foram observados fenômenos particulares presentes na rede compacta, como por exemplo, a ocorrência de descargas disruptivas parciais, ocasionadas devido a presença de carga elétrica na superfície do material isolante. Além disto, a presença da camada protetora nos cabos resultou em aumento da suportabilidade da rede compacta em comparação com a rede convencional frente a surtos causados por descargas atmosféricas.

No entanto, a coordenação de isolamento da RDC ainda é um tema a ser estudado, motivando a realização deste presente trabalho. Inicialmente, durante a tese desenvolvida foi continuada a investigação da suportabilidade dielétrica dos equipamentos de manobra, visto que tais equipamentos são utilizados não somente nas redes convencionais, mas também nas RDCs, ou seja, impactando na coordenação de isolamento de ambas as redes. Este estudo resultou no trabalho presente em [23]. Em seguida, foi proposto avaliar a suportabilidade dielétrica das RDCs, considerando a utilização do cabo coberto em conjunto com o isolador polimérico do tipo pino.

Conforme mencionado no item 1.1, sabe-se que as redes compactas são mais susceptíveis ao processo de envelhecimento e degradação devido as condições ambientais e de operação, visto que o polietileno apresenta menor resistência à algumas intempéries, como altas temperaturas e elevados índices de poluição, se comparado à porcelana e ao vidro. O envelhecimento do polietileno pode interferir na coordenação de isolamento da rede e, portanto, sua influência deve ser investigada.

No caso particular do Brasil, esse é um tema de alta relevância, pois a extensão da região costeira do país, onde há alta concentração de poluição salina, é uma das maiores do mundo, totalizando 7.367 km [24].

Por outro lado, a maioria dos ensaios para avaliação do desempenho analisam os componentes em suas condições novas e não levam em consideração que suas características nominais devem ser garantidas também ao longo da vida útil do material. Torna-se necessário então, a existência de técnicas de envelhecimento eficazes somadas a ensaios de desempenho capazes de garantir a qualidade do produto e maior confiabilidade ao sistema.

A maioria dos métodos de ensaio utilizados para realizar o envelhecimento acelerado do polietileno, presentes em normas e em trabalhos científicos, não se assemelham de forma completa com o envelhecimento natural do material [25]. Por outro lado, os métodos mais semelhantes ao envelhecimento natural são de difícil implementação laboratorial [25].

Desta maneira, este trabalho tem duas vertentes como finalidade principal, propor um método eficaz e de fácil implementação para realizar o envelhecimento acelerado dos cabos cobertos utilizados na RDC e propor ensaios de acompanhamento a fim de avaliar a qualidade do material e investigar o impacto do envelhecimento do polietileno na suportabilidade dielétrica da rede.

O envelhecimento foi caracterizado através de ensaios físico-químicos e o seu impacto na isolação, do ponto de vista elétrico, foi avaliado com base em três ensaios. Os ensaios físico-químicos e os ensaios elétricos são mencionados neste trabalho como ensaio de acompanhamento. Os parâmetros avaliados neste trabalho são:

- Ensaios físico-químicos: Espectroscopia Vibracional de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR), Termogravimetria (TGA), Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC) e medição do Ângulo de Contato (AC);
- Ensaios elétricos: Descargas Parciais (DP), Corrente de Fuga (CF) e Suportabilidade à Impulso Atmosférico (IA).

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo primário propor um método eficaz e de fácil implementação para o envelhecimento acelerado dos cabos cobertos utilizados em redes de distribuição compactas e para avaliar a qualidade dos componentes. Para tanto, foram realizados ensaios de envelhecimento acelerado em laboratório para uma RDC de classe 15 kV com cabo coberto de seção transversal igual à 50 mm².

Além disto, este trabalho apresenta outros objetivos, definidos como secundários, conforme abaixo:

- Avaliar a influência do envelhecimento do polietileno no nível das Descargas Parciais (DP) e na Corrente de Fuga (CF) da RDC (Ensaio de Acompanhamento);
- Avaliar a influência do envelhecimento do polietileno na suportabilidade dielétrica da RDC frente a impulsos de tensão, considerando para avaliação os parâmetros *Tensão de Disrupção da Camada Isolante* e a *Tensão Crítica Disruptiva* (Ensaio de Acompanhamento)
- Caracterizar os polímeros nas condições nova e envelhecidas, utilizando-se de ensaios físico-químicos (Ensaio de Acompanhamento);
- Realizar correlações entre os resultados dos ensaios físico-químicos e elétricos;

- Verificar a tendência dos parâmetros analisados em relação ao tempo em que as amostras foram submetidas ao envelhecimento;
- Comparar os resultados com análises feitas para amostras retiradas da rede elétrica da concessionária Cemig;
- Comparar os resultados da suportabilidade dielétrica do conjunto cabo coberto e isolador polimérico com a suportabilidade dielétrica de outros componentes utilizados na RDC e na rede convencional;

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por seis capítulos, seguidos de referências. No *Capítulo 1* é apresentada a introdução da tese desenvolvida, indicando uma visão geral do tema abordado, a relevância do trabalho e os objetivos almejados.

No *Capítulo 2* são apresentados os principais componentes das RDCs, a caracterização dos materiais poliméricos utilizados na rede, as principais causas de falhas no sistema e dados das concessionárias a respeito da utilização da RDC em áreas de elevada poluição. Por outro lado, no *Capítulo 3* está contida uma revisão bibliográfica, apresentando uma contextualização de métodos desenvolvidos em outros trabalhos para avaliar o impacto do envelhecimento do polietileno na redes compactas.

As metodologias para envelhecimento desenvolvidas nesse trabalho e os procedimentos para a realização dos ensaios de acompanhamento são apresentados no *Capítulo 4*.

O *Capítulo 5* apresenta os resultados dos ensaios e as análises realizadas para cada procedimento adotado, verificando a eficácia dos métodos de envelhecimentos adotados no trabalho. Por fim, o *Capítulo 6* apresenta a conclusão do trabalho e a proposta para trabalhos futuros.

2 Redes de Distribuição Compactas

A utilização de cabos cobertos iniciou-se nos Estados Unidos na década de 1950, através de uma topologia *Spacer Cable* para o nível de tensão de 5 kV, com os cabos instalados em isoladores de porcelana [26]. A partir do bom desempenho apresentado para o nível de tensão de 5 kV, tentativas de migração para o sistema de 15 kV foram efetuadas, porém, não se mostraram viável à época, pois o desempenho em campo foi insatisfatório devido às falhas apresentadas.

Com o passar do tempo, novos materiais isolantes foram desenvolvidos e melhorados, como por exemplo, o polietileno. Utilizando-se destes novos materiais para a proteção dos cabos e para a fabricação de isoladores, o desempenho das redes compactas se tornou cada vez mais satisfatório, permitindo sua expansão no sistema elétrico de diversos países.

No caso do Brasil, as primeiras redes compactas foram colocadas em operação no final da década de 80, pelas concessionárias Cemig, COPEL e Eletropaulo [27]. A partir de então, este sistema se difundiu no cenário nacional, sendo que, atualmente, as concessionárias sugerem que a expansão da rede de distribuição seja realizada considerando o sistema compacto, salvo algumas restrições. Em certas localidades, é comum também a realização da substituição do sistema convencional para o sistema compacto.

Portanto, considerando os objetivos deste trabalho, este capítulo apresenta os principais componentes e conceitos que caracterizam a RDC, as principais falhas que ocorrem no sistema, além de dados relativos a utilização das RDCs em áreas de elevada poluição.

2.1 Componentes da Rede de Distribuição Compacta

Dentre os componentes de uma RDC, pode-se destacar o cabo coberto (ou cabo protegido), pois através dele foi possível a redução da área utilizada pelo sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão. Além disto, os cabos cobertos evitam a ocorrência de faltas momentâneas devido ao contato temporário de objetos com a rede, podendo trabalhar mais próximos de pontos aterrados. Entretanto, a camada isolante empregada ao cabo não garante sua plena isolação, pois o campo elétrico não fica confinado apenas no interior do cabo.

O processo de manufatura dos cabos apresenta variações de acordo com cada fabricante e o tipo do cabo. Na Figura 2 tem-se o cabo manufaturado em quatro camadas. A camada interna é composta pelo condutor, que tem sua seção transversal definida conforme a ampacidade requerida pelo sistema. Ao redor do condutor, encontra-se uma camada fina semicondutiva,

utilizada para uniformizar o gradiente de campo elétrico, a fim de evitar, por exemplo, que imperfeições no condutor provoquem falhas na isolação devido a concentração de campo elétrico nestas regiões [4, 5].



Figura 2 – Ilustração de um cabo coberto. Fonte: adaptado de [28].

A camada isolante, também chamada de camada intermediária, tem suas propriedades dielétricas maximizadas, seguidas de uma camada isolante com aditivos para resistência à abrasão, a fim de minimizar a degradação do cabo devido a fatores externos. Porém, em certos cabos não há a separação da camada puramente isolante e a isolante com aditivos para resistência à abrasão, sendo toda a camada constituída de material isolante com a presença de aditivos.

Atualmente, os materiais isolantes mais utilizados nos cabos cobertos são o polietileno reticulado (XLPE) e o polietileno de alta densidade (HDPE). A Figura 3 [29] apresenta um exemplo de cabo coberto composto através dos dois tipos de polietileno. Nesse caso, o condutor é revestido por uma fina camada semicondutora e ao redor da camada semicondutora encontra-se uma camada intermediária de XLPE. Por fim, o revestimento externo é constituído de HDPE.

Nesta configuração, considerando o HDPE, é comum a utilização do pigmento *carbon black*, a fim proporcionar blindagem à luz e reforço para o cabo [2, 5]. Porém, dependendo da porcentagem utilizada deste pigmento, o material pode apresentar propriedades semicondutoras [2, 5].

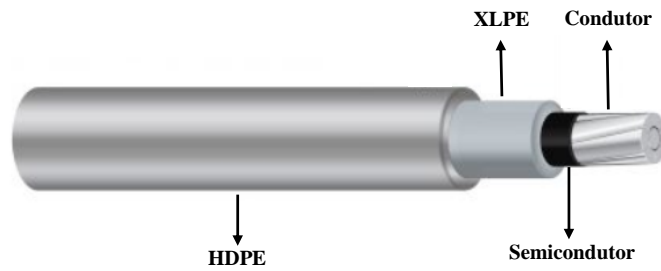


Figura 3 – Ilustração de um cabo coberto HDPE. Fonte: adaptado de [29].

A espessura da camada de proteção do cabo varia de acordo com a classe de tensão de utilização. Para a classe de 15 kV, por exemplo, a camada protetora de cabos XLPE, Figura 2, é de 3 mm (valor nominal especificado) [7, 29]. No entanto, para os cabos com cobertura composta pelo conjunto de XLPE e HDPE, Figura 3, encontra-se comercialmente, cabos com a espessura da camada protetora de 3 mm e 4 mm, considerando novamente a rede de classe 15 kV [2, 7].

A fim de melhorar a proteção contra descargas atmosféricas e garantir a sustentação mecânica para o sistema, na RDC é utilizado um cabo guarda (ou mensageiro), constituído por um cabo nu de aço zincado [8]. Na RDC, o cabo guarda é tracionado, enquanto os cabos de fase não [8].

No sistema monofásico, a separação entre o cabo fase e o cabo guarda é realizada através de espaçadores verticais, geralmente constituídos de material polimérico (Figura 4 A)). No caso do sistema trifásico, os cabos de fase também são separados por espaçadores, porém, na sua maioria, em formato losangular (Figura 4 B)).

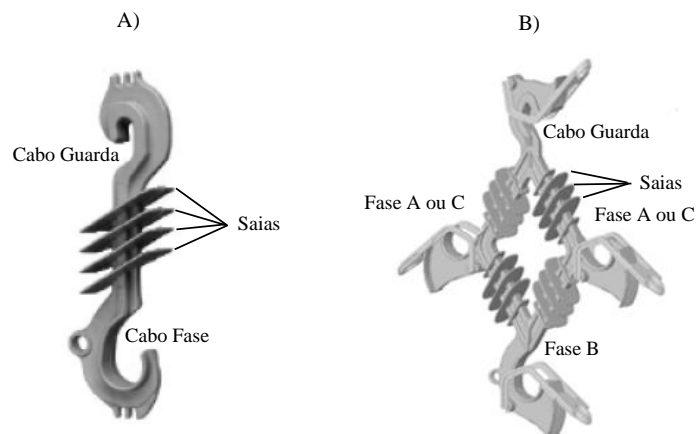


Figura 4 – Ilustração de alguns tipos de espaçadores utilizados em redes compactas: A) Sistema monofásico; B) Sistema Trifásico. Fonte: adaptado de [30].

Além de garantir as distâncias adequadas de separação, o espaçador é confeccionado de forma a facilitar o escoamento da água da chuva, evitando o acúmulo de água e aumentando a distância de escoamento devido a presença de “saias” em sua estrutura. A distância de escoamento é a menor distância entre duas partes condutoras, medida sobre a superfície da isolação entre essas partes [31].

Em alguns casos, o modo de conexão do cabo com o espaçador é realizado com a braçadeira contida no próprio espaçador, a qual tem o formato e modo de travamento variado de acordo com cada fabricante. Porém, é comum a utilização também de espaçadores sem a presença da braçadeira (Figura 5 A)). Neste caso, o travamento do cabo com o espaçador pode ser realizado utilizando um anel elástico de amarração, geralmente constituído de silicone (Figura 5 B)).

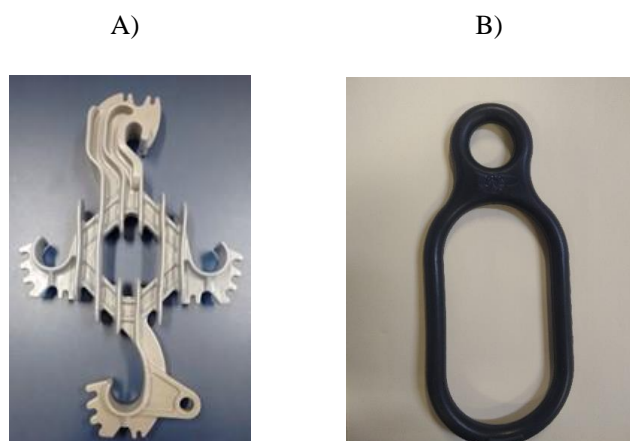


Figura 5 – A) Espaçador sem presença de braçadeira própria; B) Anel de amarração. Fonte: próprio autor.

Outro componente largamente utilizado nas redes compactas é o isolador polimérico do tipo pino, Figura 6 A). Este isolador apresenta uma cavidade em sua parte inferior, Figura 6 B), para fixação do pino central de aço galvanizado, Figura 6 C), que é conectado à estrutura de sustentação da rede. Para aumentar a distância de escoamento, melhorando a proteção do componente, são utilizadas “saias” ao longo de sua estrutura.

Os isoladores poliméricos também são utilizados como pontos de apoio mecânico das RDCs nas estruturas da rede. Em relação as estruturas, embora a norma ABNT NBR 15992, [30], apresente outros arranjos padronizados, seis deles são comumente utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme Figura 7 [2].

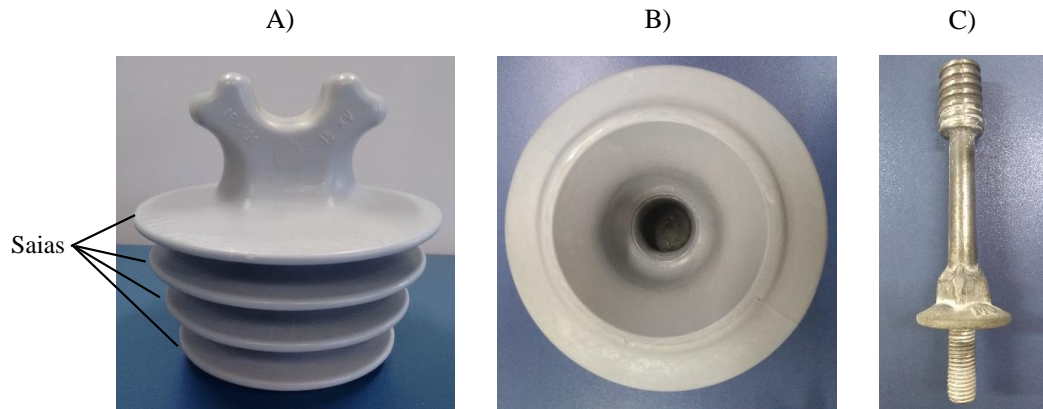


Figura 6 – A) Isolador polimérico do tipo pino; B) Cavidade para fixação do pino de alumínio para conexão com a estrutura da rede; C) Pino de aço galvanizado para conexão com a estrutura da rede. Fonte: próprio autor.

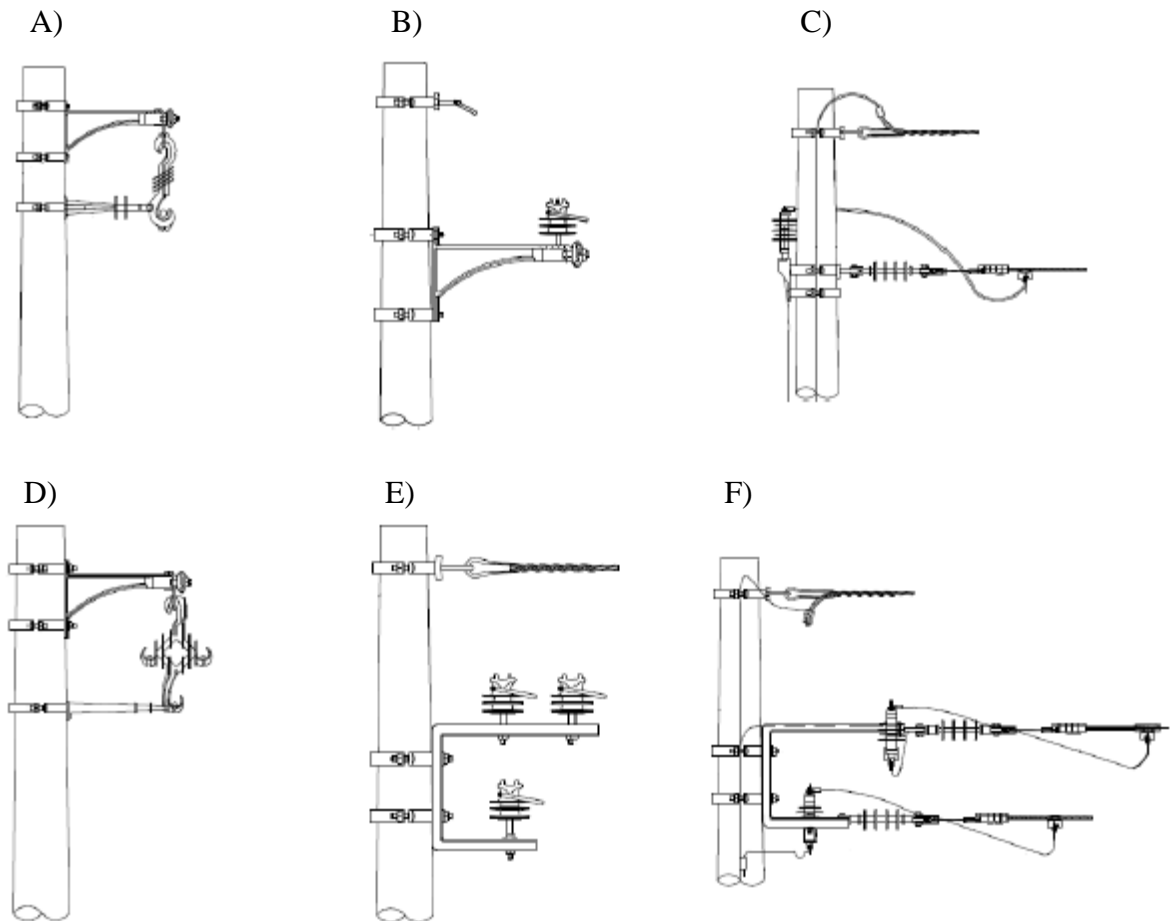


Figura 7 – Tipos de estruturas de redes compactas: A) CM1; B) CM2; C) CM3; D) CE1; E) CE2; F) CE3. Fonte: [2].

As estruturas CM1, CM2 e CM3 são utilizadas em redes compactas monofásicas [30]. As duas primeiras (CM1 e CM2) são largamente utilizadas ao longo da rede, sendo a CM2 indicada, mas não restrita a esta função, para pontos onde há a necessidade de mudança de

sentido (curvas na rede) e onde deve ser realizada a conexão com equipamentos, como no caso de transformadores. Por outro lado, a estrutura CM3 é utilizada para ancoragem do fim da rede.

Considerando o sistema trifásico, três tipos de estruturas são utilizadas [30]: CE1, CE2 e CE3. Do mesmo modo indicado para as redes monofásicas, as duas primeiras estruturas (CE1 e CE2), são utilizadas ao longo da rede. A CE2 é análoga à CM2, sendo indicada para pontos onde há curvas e onde há conexão com equipamentos. Também pode-se fazer analogia entre as estruturas CM3 e CE3, utilizadas principalmente em fim de linha.

Embora apenas os principais componentes tenham sido abordados neste item, outros componentes também são utilizados na RDC, como isolador de ancoragem, alça pré-formada para fixação dos cabos ao isolador e espaçador, grampo de ancoragem, entre outros. No entanto, o foco foi apresentar os componentes mais utilizados na RDC e utilizados neste trabalho. As descrições de demais componentes podem ser encontrados nas normas técnicas das concessionárias e nas normas nacionais específicas à RDC [7, 30, 32].

2.2 Polietileno

Dadas as suas propriedades físicas e químicas, o polietileno é largamente utilizado nos sistemas isolantes da rede elétrica. O polietileno apresenta boa resistência a solventes orgânicos, água, ácidos e solventes em geral, além de apresentar boas propriedades dielétricas, resistência a intempéries, boa hidrofobicidade superficial e alta estabilidade térmica e oxidativa [33].

A estrutura molecular do polietileno pode ser representada de maneira simples por: $(C_2H_4)_n$ [34, 35, 36]. Neste caso, n geralmente é um número elevado, o que representa uma repetibilidade da cadeia de ligação, conforme pode ser observado na Figura 8.

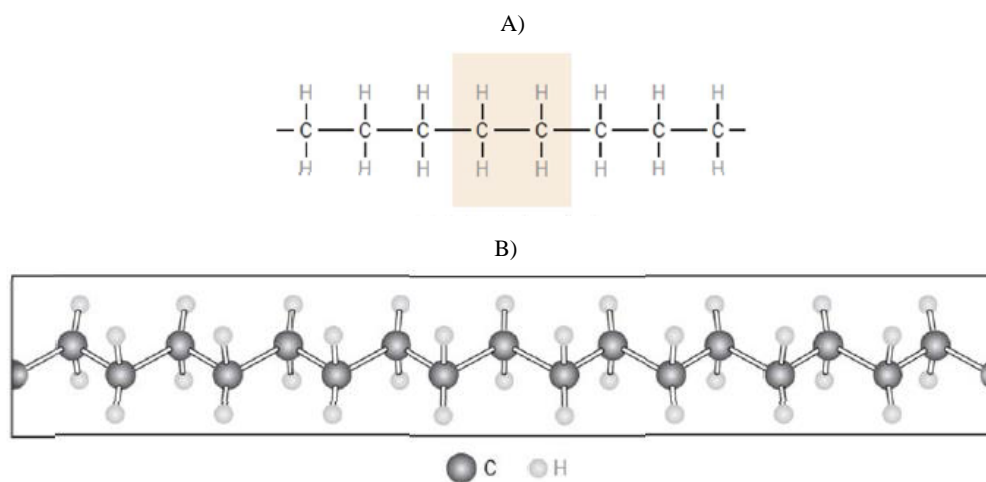


Figura 8 – Cadeia polimérica: A) Representação de unidade de repetição e das estruturas da cadeia; B) perspectiva da molécula, indicando a estrutura do *backbone* em ziguezague: Fonte: [37].

Em aplicações práticas, o polietileno utilizado na isolação dos componentes é basicamente um polietileno misturado a outros compostos (aditivos), que melhoram determinadas características do material. Estes compostos têm a finalidade de aumentar a durabilidade e a suportabilidade do material frente a intempéries e outros fatores inerentes ao ambiente em que o componente será utilizado [37].

Dentre os compostos geralmente adicionados no polietileno, podem-se destacar os seguintes [5, 37]:

- Antioxidantes: usados para reduzir a degradação do material devido à oxidação;
- Estabilizantes térmicos: aumentar a temperatura de degradação do polímero;
- Fotoestabilizante: melhorar a proteção contra a radiação UV;
- Retardante de chama: retardar a propagação de chamas no material polimérico;
- Plastificantes: melhorar a flexibilidade do material;
- Reticulante: tornar o material mecanicamente mais resistente;
- Antiestáticos: impedir o acúmulo de carga estática na superfície do material polimérico;
- Anti-fogging: aumentar a hidrofobicidade do material;
- Colorantes: modificar a cor do material.

Dependendo da técnica empregada na manufatura, o polietileno pode apresentar variações em sua morfologia e propriedades químicas, como grau de reticulação, densidade de ligações cruzadas e cristalinidade [2, 5]. Nas primeiras redes compactas implementadas nos Estados Unidos, foi utilizada na cobertura dos cabos, o polietileno de baixa densidade (LDPE) [38]. Atualmente, dois tipos de materiais poliméricos são empregados, o polietileno reticulado (XLPE) e o polietileno de alta densidade (HDPE). No caso de espaçadores e isoladores, é comum a utilização do HDPE, pois este apresenta maior rigidez mecânica (maior módulo elástico) [39]. Algumas das principais propriedades dos materiais isolantes empregados em componentes e equipamentos do sistema elétrico são apresentadas na Tabela 1.

A densidade do material varia com a presença de ramificações na cadeia polimérica principal. Quanto mais alta a densidade, menor é o número de ramificações e mais linear é a cadeia polimérica, conforme pode ser visualizado na Figura 9 [33]. Estas mudanças influenciam nas propriedades dos polímeros, como por exemplo, na rigidez mecânica e na sua cristalização, sendo menor o grau de cristalização para maiores ramificações [5, 33].

Tabela 1 – Propriedades de alguns dos materiais isolantes utilizados em componentes e equipamentos do sistema elétrico. Fonte: [2].

Propriedade	Material		
	LDPE	HDPE	XLPE
Rigidez dielétrica (kV/mm)	75	100	50
Constante dielétrica	~ 2,3	2,3	2,4
Resistividade (Ωm)	5×10^{15}	5×10^{15}	$\sim 10^{16}$
Densidade (g/cm^3)	0,92	0,95	0,92
Módulo elástico (kN/mm^2)	0,15	0,70	0,10

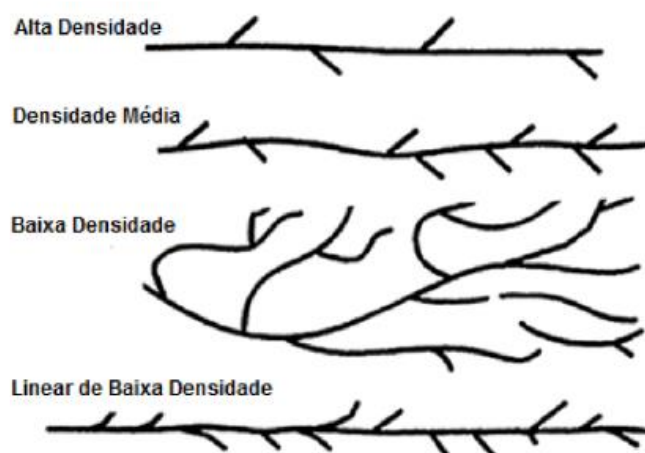


Figura 9 – Cadeias poliméricas e suas ramificações: Fonte: [33].

O LDPE, por exemplo, é um termoplástico semicristalino, que apresenta baixa densidade e baixa linearidade das cadeias de ligação, além de ser sensível à umidade sob estresse de tensão elétrica [5, 38]. Este material foi largamente utilizado como isolante de componentes elétricos, porém, com o surgimento de técnicas mais aprimoradas de manufatura de polímeros, sua utilização como isolante está em processo de redução.

Atualmente, há uma grande aplicabilidade do XLPE, principalmente na cobertura de cabos elétricos da RDC, o qual apresenta perdas dielétricas menores que as do LDPE, devido a maior resistividade do material, conforme pode ser observado na Tabela 1. Além disto, o XLPE tem envelhecimento menos acelerado, pois apresenta melhores propriedades térmicas, e é menos sensível à umidade em comparação com o LDPE [5, 38]. A densidade do XLPE é similar ao do LDPE, conforme pode ser visualizado na Tabela 1. No entanto, o tamanho das ramificações são menores [38]. O XLPE é obtido através do processo de reticulação do LDPE, também conhecido na indústria de plástico como cura ou endurecimento [38].

Também com crescente aplicação na isolação de componentes elétricos, o HDPE apresenta alta densidade e alta linearidade em suas ligações. A alta densidade torna o material

fisicamente mais rígido, em outras palavras, menos flexível. Desta maneira, sua utilização é maior em componentes que além de fornecerem isolamento adequada, também proporcionam apoios mecânicos à rede, como isoladores e espaçadores da RDC. No entanto, considerando a melhor rigidez dielétrica em comparação com os demais (LDPE e XLPE), esse material vem sendo utilizado na cobertura de cabos elétricos da RDC.

2.3 Principais Causas de Falha na RDC

Neste item, são apresentados os principais fatores causadores de falha na RDC em operação, os quais são analisados em diversos trabalhos presentes na literatura. Eventos externos que não estejam relacionados diretamente à operação da rede, como vandalismo e defeitos de fabricação, embora possam ser a causa de falhas, não serão abordados neste item.

Desta maneira, as causas de falha na RDC abordadas neste item são:

- Descargas atmosféricas;
- Descargas provocadas por banda seca;
- Trilhamento e erosão;
- Arborescência;
- Descargas parciais;
- Corrente de fuga elevada.

2.3.1 Descargas Atmosféricas

As descargas atmosféricas, especificamente entre nuvem e solo, são fenômenos naturais e aleatórios, configurando-se como uma das principais causas de falhas no sistema elétrico brasileiro. A ocorrência deste fenômeno pode provocar surtos de tensão na rede elétrica capazes de causar falhas na isolação dos equipamentos e componentes [17, 18, 23].

A incidência das descargas atmosféricas no sistema elétrico pode ser dividida em duas categorias: descargas diretas e descargas indiretas [14, 23]. As descargas atmosféricas que incidem nos condutores de fase, nas estruturas, nos equipamentos ou nos cabos de blindagem do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica são chamadas de descargas atmosféricas diretas [14, 18, 19]. Uma ilustração deste tipo de descarga atingindo um condutor de fase de uma linha pode ser observada na Figura 10.

Na ilustração da Figura 10, a corrente de retorno (I_p) da descarga atmosférica é injetada diretamente no condutor de fase, dividindo-se em duas componentes e percorrendo a linha em

ambas as direções [17]. Um surto de tensão (U_d) é gerado, proporcional à impedância de surto da linha (Z_s), dado pela equação (1):

$$U_d = \frac{I_p}{2} Z_s \quad (1)$$

Por atingirem diretamente a rede, as descargas diretas apresentam surtos de tensão de amplitude mais elevadas, sendo mais severas se comparadas com as descargas indiretas, as quais incidem nas proximidades das redes induzindo sobretensões devido ao acoplamento eletromagnético entre a descarga e a rede.

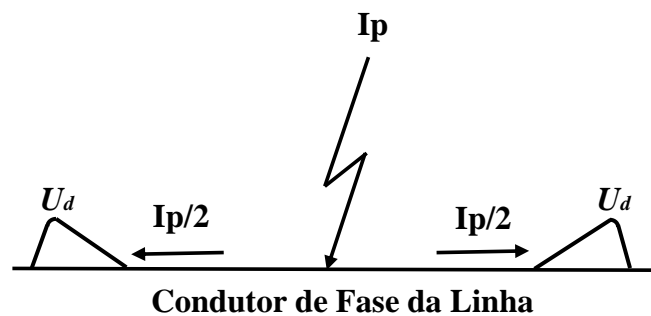


Figura 10 – Propagação do surto de corrente dado a incidência direta de uma descarga atmosférica em um condutor de fase da linha. Fonte: [18].

Entretanto, a ocorrência dos surtos causados por descargas indiretas é maior se comparado com as descargas diretas, principalmente em áreas urbanas onde há maior presença de estruturas elevadas próximas à rede elétrica, mais susceptíveis à incidência de descargas atmosféricas.

Para realização de ensaios em equipamentos e componentes do sistema elétrico frente a ocorrência de surtos de tensão causados por descargas atmosféricas, é utilizada a forma de impulso padronizada que, de maneira simplificada, é representativa de uma descarga direta, com 1,2 μ s de tempo de frente (T_1)⁽¹⁾ e 50 μ s de tempo até o meio valor (T_2)⁽²⁾ [40, 41], conforme apresentado na Figura 11. Por outro lado, surtos causados por descargas indiretas são mais frequentes e podem apresentar variadas combinações nos parâmetros de tempo, diferenciando-se da forma 1,2 x 50 μ s [23]. Neste caso, a amplitude do surto e o seu formato

⁽¹⁾ Tempo de frente: parâmetro virtual definido como 1/0,6 vez o intervalo de tempo (T) entre os instantes correspondentes a 30% (A) e 90% (B) do valor de crista na curva da tensão de ensaio [37], ver Figura 11.

⁽²⁾ Tempo até o meio valor: parâmetro virtual definido como o intervalo dentre a origem e o instante no qual a curva de ensaio decresce até a metade do valor da tensão de ensaio [37], ver Figura 11.

depende de diversos fatores, como por exemplo, parâmetros de corrente de retorno, a distância entre a descarga e a linha, a geometria da linha e a resistividade do solo [42, 43, 44, 45].

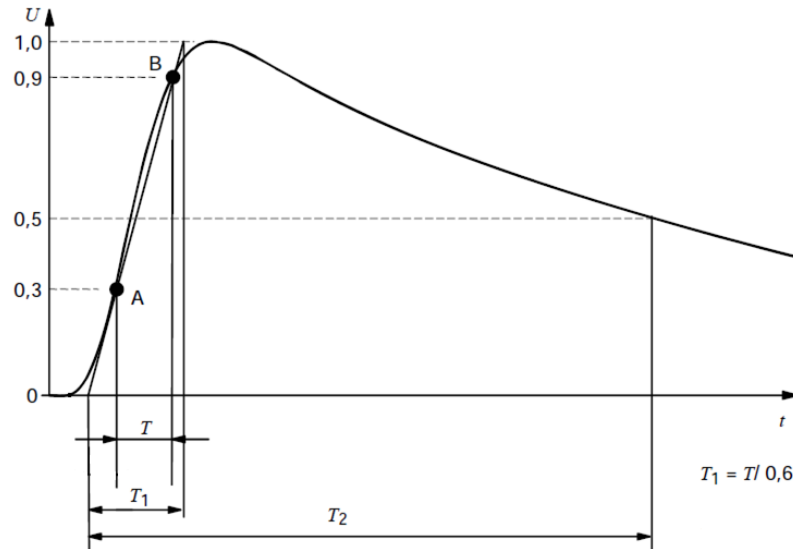


Figura 11 – Forma de impulso de tensão, onde: T_1 é tempo de frente; T_2 é o tempo até o meio valor e T é o tempo entre os instantes correspondentes a 30% (A) e 90% (B) do valor de crista da forma de impulso. Fonte: adaptado de [41].

A polaridade do surto de tensão causado por descargas atmosféricas está correlacionada com o tipo de incidência e com a polaridade da descarga atmosférica. Uma ilustração dos tipos de descargas atmosféricas nuvem-solo existentes está apresentada na Figura 12. De maneira geral, em uma nuvem de tempestade, as cargas negativas e positivas se concentram nas partes inferior e superior da nuvem, respectivamente [46].

Por estarem mais próximas ao solo, é comum que as cargas negativas induzam cargas positivas no solo. Quando o campo elétrico for superior à rigidez dielétrica do ar, forma-se um canal precursor de descarga, dessa forma, uma descarga negativa se formará partindo da nuvem para o solo, chamada de descarga atmosférica descendente negativa, Figura 12 A) [47, 48].

No entanto, a parte superior da nuvem, onde há maior concentração de cargas positivas, na existência de correntes de ar mais elevadas nesta região, pode-se deslocar à frente da parte inferior. Devido a presença de uma estrutura artificial ou natural elevada, descargas descendentes positivas ou ascendentes negativas poderão ocorrer, Figura 12 B) e D), respectivamente. Por outro lado, também há a possibilidade de ocorrência de descargas ascendentes positivas, Figura 12 C), que também são facilitadas devido à presença de estruturas elevadas, transferindo cargas positivas do solo para a nuvem.

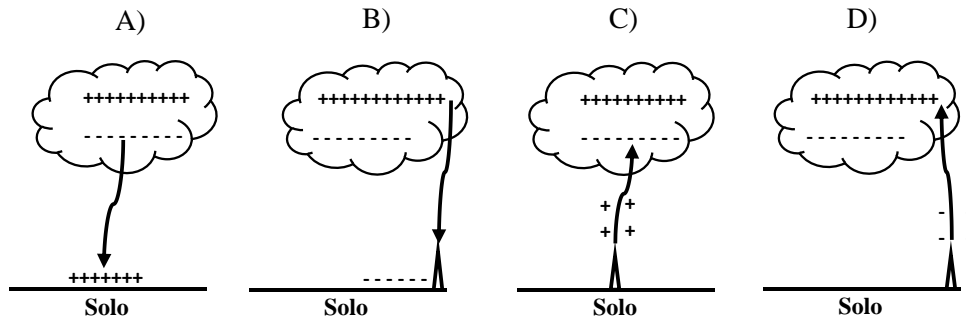


Figura 12 – Ilustração de descargas atmosféricas nuvem-solo: A) Descendente negativa; B) Descendente positiva; C) Ascendente positiva; D) Ascendente negativa. Fonte: adaptado de [17].

A combinação de fatores necessários para a ocorrência de descargas nuvem-solo descendentes e ascendentes positivas e as ascendentes negativas, tornam suas ocorrências menores se comparadas com as descargas descendentes negativas, as quais representam cerca de 90% das ocorrências [10, 49].

Sabe-se que o surto de tensão na rede elétrica proveniente de uma descarga direta apresenta a mesma polaridade da descarga, portanto, há maior probabilidade de serem de polaridade negativa. No entanto, considerando que a maioria dos surtos são causados por descargas indiretas e sabendo-se que, no geral, sua polaridade é inversa à polaridade da descarga, tem-se maior probabilidade de ocorrência de surtos de polaridade positiva na rede elétrica [2].

Quando submetidos ao surto de tensão provocado por descargas atmosféricas, os equipamentos e componentes da rede podem falhar. O resultado desta falha é uma descarga disruptiva na forma de arco elétrico.

A formação da descarga disruptiva entre condutores isolados por um meio dielétrico é um fenômeno complexo, influenciado por fatores como: estado do material isolante (líquido, sólido e gasoso), distribuição do campo elétrico, polaridade da tensão, bem como pressão, umidade e temperatura que o arranjo ou equipamento está submetido.

Considerando a rede de distribuição convencional (isolação em ar), com cabo nu e isoladores de porcelana, estudos realizados pelo LAT-EFEI, [14, 17, 23], avaliaram a isolação de isoladores de porcelana (pino e pilar) e equipamentos de manobra, que também são utilizados nas RDCs (chaves fusíveis e seccionadoras), frente a forma de impulso padronizada e algumas não-padronizadas, considerando a condição seca da isolação. Alguns resultados destes trabalhos estão contidos na Tabela 2, a qual apresenta as menores suportabilidades observadas para cada equipamento e polaridade, além das formas de impulso correlacionadas a elas. Neste caso, os resultados indicaram a chave seccionadora como o equipamento mais crítico do sistema

na polaridade positiva para a forma 1,2 x 50 μ s, conforme Tabela 2, com a tensão $U_{50\%}$ igual a 109,6 kV [14, 17, 23].

Repara-se também na Tabela 2 que na metade dos casos a forma 1,2 x 50 μ s é a mais crítica, sendo que, para a polaridade positiva, três dos quatro casos indicaram a forma padronizada como a mais crítica.

Tabela 2 – Comparativo entre as formas de impulso mais críticas para equipamentos da rede de distribuição convencional. Fonte: [14, 17].

Equipamento / Componente	Polaridade	Tensão $U_{50\%}$ (kV)	Forma de Impulso (μs)
Chave Seccionadora	Positiva	109,6	1,2 x 50
	Negativa	141,9	5 x 50
Chave Fusível	Positiva	126,3	1,2 x 50
	Negativa	121,0	1,2 x 50
Isolador Pino	Positiva	113,9	5 x 50
	Negativa	138,8	3 x 16
Isolador Pilar	Positiva	131,9	1,2 x 50
	Negativa	217,5	0,5 x 20

Em relação as polaridades, apenas a chave fusível apresentou a negativa como a mais crítica. Esta inversão de polaridade crítica está relacionada com a distribuição de campo elétrico ao longo do equipamento. Se o campo elétrico é intenso em ambas as extremidades (ponto energizado e aterrado), a formação da descarga disruptiva negativa é facilitada, fazendo com que a discrepância entre as polaridades seja reduzida e, em certos casos, tornando a polaridade negativa mais crítica. O comparativo da distribuição de campo elétrico nas chaves fusíveis e seccionadoras é apresentado em [23].

Considerando as RDCs, a suportabilidade do sistema frente a surtos causados por descargas atmosféricas também é dependente da suportabilidade dos equipamentos de manobra, os quais são os mesmos utilizados nas redes convencionais, sem nenhum tipo de proteção em suas partes ativas. Por outro lado, os isoladores e espaçadores poliméricos utilizados estão em contato com a proteção do cabo, portanto, nesta condição a separação entre o condutor energizado e as partes aterradas é feita através de dois meios dielétricos, polietileno e ar, tornando o processo de disrupção mais complexo. Dessa forma, a utilização de cabos cobertos resulta em um ganho de isolamento ao sistema elétrico de distribuição de energia.

Por estarem presentes no sistema em maior número se comparados aos demais componentes, os espaçadores e isoladores poliméricos estão mais expostos às solicitações causadas por descargas atmosféricas. Desta maneira, alguns trabalhos avaliaram a suportabilidade das RDCs frente aos impulsos de tensão.

Ao longo dos estudos, diversos fenômenos foram observados, como a presença de cargas na superfície do cabo e descargas disruptivas parciais, partindo da superfície do cabo para pontos aterrados, sem causarem a disrupção da camada protetora do cabo [3, 50, 51, 52, 53].

Em um estudo do ano de 1986 [53], diversos conjuntos de cabo coberto, alças pré-formadas e isoladores, foram ensaiados com a finalidade de obter sua suportabilidade frente aos impulsos atmosféricos, considerando a forma 1,2 x 50 μ s para ambas as polaridades. Na Figura 13 é possível visualizar um dos conjuntos ensaiados.

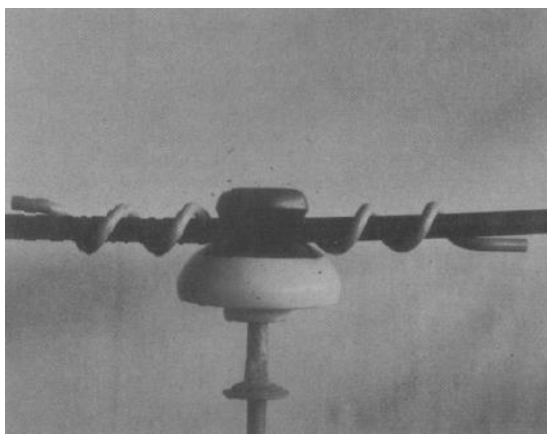


Figura 13 – RDC ensaiada em um estudo do ano de 1986. Fonte: [53].

Para cada conjunto e polaridade, iniciou-se o ensaio em 90 kV aplicando-se 10 impulsos. Após isto, a tensão foi aumentada em 10 kV e mais 10 impulsos foram aplicados. Este procedimento se repetiu até a ocorrência da disrupção do material isolante.

Os resultados deste trabalho indicaram que a polaridade negativa foi a mais crítica para as configurações analisadas. Além disto, a variação média da suportabilidade para todas as configurações e polaridades foi em torno de 160 kV a 220 kV. Se comparado com os isoladores do sistema convencional (Tabela 2), pode-se observar um aumento de suportabilidade proporcionado pelo cabo coberto, salvo a condição do isolador do tipo pilar da rede convencional para a polaridade negativa, com a tensão $U_{50\%}$ igual a 217,5 kV.

O aumento da suportabilidade frente ao impulso atmosférico também foi confirmado em outros trabalhos apresentados nos anos de 2000 e 2001 [51, 54]. Nesses trabalhos, a presença

de cargas superficiais foi observada. Este fenômeno influencia na realização dos ensaios para disrupção da camada isolante, pois não é possível garantir independência estatística entre as aplicações de impulso, considerando que as cargas interferem na ocorrência ou não da disrupção do material [51]. Para evitar esta influência, é necessário retirar as cargas da superfície do cabo após cada aplicação de tensão de impulso.

Recentemente, alguns trabalhos avaliaram a suportabilidade de redes compactas dos tipos CM2 e CE2, considerando a forma de impulso padronizada, ambas as polaridades e dois tipos de cobertura (XLPE e HDPE) [2, 3, 21, 22, 12]. Para cada caso, foram ensaiadas 5 amostras e a metodologia utilizada consistiu na aplicação de 5 impulsos por nível de tensão e passo de 10 kV entre os níveis.

De acordo com estes trabalhos, a determinação do tamanho das amostras consistiu em uma das etapas iniciais. Devido a presença de carga na superfície do cabo, para evitar a ocorrência de descargas disruptivas parciais foi necessário utilizar amostras de 5 m e 10 m de comprimento para os impulsos positivos e negativos, respectivamente. Entretanto, mesmo com 10 m de comprimento para as amostras utilizadas nos ensaios de polaridade negativa, ocorreu um grande número de descargas disruptivas parciais.

As cargas superficiais se comportam de maneira distintas para cada polaridade. Na aplicação de impulsos de polaridade positiva, cargas superficiais negativas são geradas na superfície do cabo, as quais são espalhadas ao longo do cabo, porém, com maior concentração próximo aos pontos aterrados [22]. Por outro lado, aplicando-se no cabo impulsos de polaridade negativa, cargas positivas são geradas na superfície do material isolante, ficando mais espalhadas ao longo do cabo se comparadas com as cargas negativas, facilitando a ocorrência de descargas disruptivas parciais [22].

Além de avaliarem a tensão para a ocorrência da disrupção do polietileno, estes trabalhos também abordaram as distâncias entre os locais de rompimento e a estrutura aterrada e a influência das cargas elétricas presentes na cobertura do cabo. Para tanto, foram feitos ensaios removendo as cargas presentes no cabo após cada aplicação de impulso e ensaios sem a remoção das cargas superficiais. Também foi avaliada a suportabilidade do sistema após a ocorrência da disrupção da camada isolante, utilizando-se da tensão $U_{50\%}$.

Na Figura 14 é possível observar uma descarga disruptiva plena perfurando a cobertura do cabo em um ponto distante da estrutura aterrada [2]. Para a estrutura monofásica (CM2), os furos se concentraram de 0 a 400 cm e de 0 a 200 cm para as polaridades positiva e negativa, respectivamente. Por outro lado, para a estrutura trifásica os furos ocorreram na faixa de 0 a 500 cm para ambas as polaridades [2].



Figura 14 – Descarga disruptiva plena perfurando a camada isolante do cabo em um local distante da estrutura.
Fonte: [2].

Considerando a estrutura CM2 e o ensaio com remoção de cargas superficiais, a tensão média disruptiva que causou a ruptura da camada isolante e a tensão média disruptiva com o cabo perfurado, para as coberturas XLPE e HDPE, podem ser observadas na Tabela 3. Além disto, também é apresentada na Tabela 3 a tensão $U_{50\%}$ para o cabo nu [2].

Através da Tabela 3 para os cabos intactos, nota-se que a cobertura HDPE apresenta melhor desempenho dielétrico se comparada com a XLPE. Também é possível verificar que a polaridade negativa é a mais crítica para os dois tipos de cobertura.

Tabela 3 – Estrutura CM2: tensões médias disruptivas para cabo nu e cabos com cobertura XLPE e HDPE nas condições intacto (novo) e perfurado. Fonte: [2].

Polaridade	Tensões médias disruptivas (kV)				
	XLPE		HDPE		Cabo nu ($U_{50\%}$)
	Intacto	Perfurado	Intacto	Perfurado	
Positiva	239	245	424	237	130
Negativa	219	186	347	184	156

O mesmo resultado ocorre para a condição com os cabos perfurados, onde a polaridade negativa é a mais crítica. Porém, neste caso há uma forte relação entre a tensão disruptiva e a distância do furo para isolador. Na polaridade positiva, a tensão de disrupção tende a aumentar com o aumento da distância do furo. O mesmo é observado para a polaridade negativa, porém, a tensão para causar a disrupção apresenta menor incremento com o aumento da distância do furo para o isolador em comparação com a polaridade positiva [2]. Com base em ensaios

laboratoriais, foi possível determinar a relação entre tensão de ruptura (U) e a distância do furo (x) para a polaridade positiva e negativa, equações (2) e (3) respectivamente [2].

$$U^+ = 2,64x + 120,67 \quad (2)$$

$$U^- = 0,13x + 178,77 \quad (3)$$

Considerando a mesma estrutura e o mesmo isolador, porém, utilizando o cabo nu, repara-se na Tabela 3 que a polaridade positiva é a crítica, comportando-se de maneira semelhante aos isoladores de porcelana da rede de distribuição convencional (ver Tabela 2). Pode-se destacar também que, comparando os cabos protegidos com o cabo nu na estrutura compacta (Tabela 3) e os componentes da rede convencional (Tabela 2), a cobertura do cabo resultou em grande aumento de suportabilidade frente a descargas atmosféricas.

Esta elevação de suportabilidade tem impacto bastante positivo para o sistema de distribuição. Considerando, por exemplo, um local onde a densidade de descargas é de 7,5 descargas/km²/ano, comum na região abrangida pela concessionária Cemig, um acréscimo de suportabilidade de 100 kV, resultaria em uma redução de 27% no número de ocorrências de interrupções indevidas [54].

Em relação a estrutura trifásica (CE2), o trabalho apresentado na referência [2] abordou as três posições da estrutura (A, B e C), conforme pode ser observado na Figura 15. A análise também levou em consideração dois tipos de cobertura dos cabos, XLPE e HDPE.

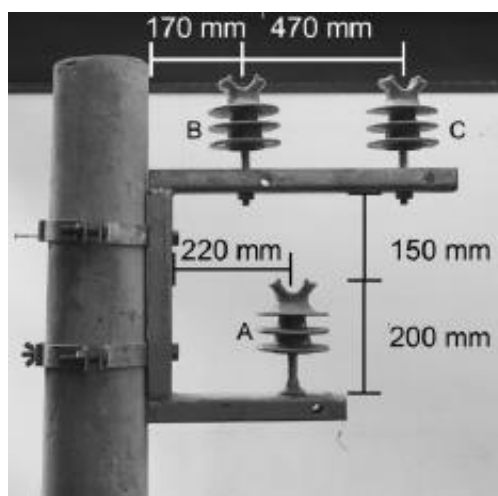


Figura 15 – Estrutura CE2 utilizada nos ensaios dos trabalhos da UFMG, indicando as posições A, B e C dos cabos. Fonte: [2].

Os resultados dos ensaios (com remoção de carga) na estrutura CE2 estão presentes na Tabela 4. Neste caso, as três posições foram ensaiadas para o cabo nu e com cobertura XLPE. Os cabos HDPE foram ensaiados apenas nas posições “A” e “B” [2].

Tabela 4 – Estrutura CE2: tensões médias disruptivas para cabo nu e cabos com cobertura XLPE e HDPE nas condições intacto (novo). Fonte: [2].

Polaridade	Isolador A			Isolador B			Isolador C	
	XLPE Intacto (kV)	HDPE Intacto (kV)	Cabo nu $U_{50\%}$ (kV)	XLPE Intacto (kV)	HDPE Intacto (kV)	Cabo nu $U_{50\%}$ (kV)	XLPE Intacto (kV)	Cabo nu $U_{50\%}$ (kV)
Positiva	329	492	107	278	395	108	283	109
Negativa	278	376	171	289	317	164	300	125

Em relação ao cabo nu, tanto utilizados nos isoladores das redes convencionais (Tabela 2), quanto nos isoladores da estrutura trifásica das redes compactas, é possível verificar que ele proporciona ao sistema um nível de suportabilidade muito menor se comparado com os cabos cobertos por XLPE e HDPE.

Com foco nos cabos cobertos, repara-se na Tabela 4 que, em geral, a posição crítica da estrutura é a “B”, salvo o resultado para a polaridade negativa do cabo XLPE, no qual a posição “A” foi a mais crítica [2]. Em relação aos cabos nus, os valores da tensão $U_{50\%}$ para a polaridade positiva são bem próximos nas 3 posições, sendo a posição “A” levemente mais crítica. Por outro lado, considerando a polaridade negativa, a posição “C” apresenta-se como a mais crítica.

O valor mais elevado de suportabilidade dielétrica frente a impulso atmosférico por parte dos cabos HDPE em relação ao XLPE, pode estar relacionado à espessura da camada protetora (3mm e 4mm para XLPE e HDPE, respectivamente) e à maior rigidez dielétrica do HDPE se comparado ao XLPE.

2.3.2 Descargas Provocadas por Banda Seca

As descargas provocadas por banda seca podem ser classificadas como um tipo de descarga parcial. Estas descargas ocorrem entre filamentos (ou gotas) de água separadas por áreas secas (sem presença de água), ocorrendo na forma de descargas milimétricas ou maiores, na ordem de centímetros, podendo evoluir para o rompimento total da isolação [37].

Uma das causas de bandas secas na isolação é a corrente de fuga que flui pela superfície do material, elevando sua temperatura superficial de forma não uniforme e causando a secagem de filamentos finos de água [55]. Nas regiões molhadas, distorções e maiores intensidades de campo elétrico são observados [4]. Se duas regiões molhadas foram separadas por uma área

seca (banda seca), a intensidade de campo elétrico nas áreas molhadas pode provocar uma diferença de potencial na banda seca podendo resultar na ruptura dielétrica, conforme pode ser observado na Figura 16.

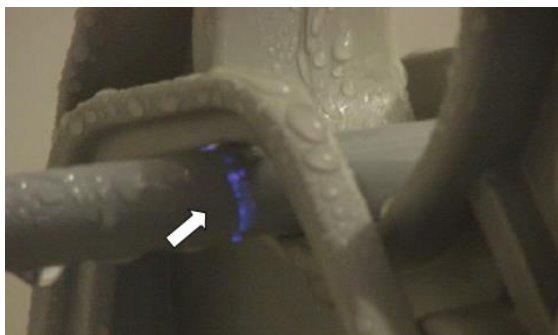


Figura 16 – Exemplo de descarga causada pela formação de banda seca na superfície da isolamento. Fonte: [6].

Com o passar do tempo, as descargas causadas por bandas secas podem-se intensificar devido à presença de poluentes sobre a isolamento dos equipamentos. A ocorrência destas descargas é capaz de provocar trilhamentos, erosões na isolamento dos componentes e até mesmo a falha completa da isolamento, resultando em desligamentos indevidos da rede elétrica.

2.3.3 Trilhamento Elétrico e Erosão

O trilhamento elétrico é caracterizado por filamentos carbonizados devido à elevação de temperatura provocada pela ação contínua da corrente de fuga e pelas descargas parciais provocadas por bandas secas ao longo da superfície do material. O trilhamento tende a acelerar na presença de poluição e umidade sobre o material isolante, o que facilita a ocorrência de descargas no material [5, 37, 56].

Os caminhos carbonizados são filamentos condutivos cumulativos e com progressão contínua, ou seja, é comum aumentarem ao longo do tempo de utilização do componente. Dependendo do comprimento do trilhamento, pode ocorrer o rompimento total da isolamento, resultando em interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Na progressão do trilhamento e na ocorrência de descargas parciais, outro problema pode ser observado, denominado erosão. A erosão causa rachaduras e perdas da camada isolante por meio da carbonização do material. Nos casos mais críticos, a erosão pode resultar em incêndios nos equipamentos da rede e, por consequência, podem ocorrer falhas no sistema e acidentes devido ao rompimento de cabos, derramamento de material inflamável, entre outros.

Embora estejam presentes em diversos materiais isolantes da rede elétrica, a ocorrência de trilhamentos e erosões é comumente visualizada em materiais poliméricos. Na Figura 17 é possível observar a presença de trilhamentos e erosões em cabos cobertos. Adicionalmente, na Figura 18 são apresentados exemplos de trilhamento e erosão em isoladores e invólucros de para-raios confeccionados em material polimérico. Por fim, na Figura 19 nota-se a presença de incêndio em um espaçador devido a ocorrência de descargas parciais, trilhamentos e erosões.



Figura 17 – Exemplos de trilhamento e erosão: A) Cabo coberto - Fonte: [20]; B) Cabo coberto com presença de trilhamento e erosão no ponto de conexão com o isolador - Fonte: [57].

Tanto o trilhamento, quanto a erosão são mais comuns de ocorrerem próximos aos pontos aterrados, onde há maior intensidade de campo elétrico e, conseqüentemente, maior é a intensidade de corrente de fuga e descargas parciais [58]. Além disto, estes processos são facilitados no material envelhecido. Neste caso, eles podem ser agravados com a presença de radiação ultravioleta devido ao processo de fotodegradação. Os efeitos típicos do processo de fotodegradação são a cisão e/ou a reticulação das cadeias poliméricas, o que se assemelha com o efeito térmico causado pela passagem de corrente no condutor, ou seja, para temperaturas elevadas, estes processos tornam mais fácil a ocorrência dos trilhamentos e erosões [58].



Figura 18 – Exemplos de trilhamento e erosão: A) Isoladores poliméricos - Fonte: [37]; B) Invólucro de para-raios - Fonte: [33].



Figura 19 – Incêndio em um espaçador devido a ocorrência de descargas parciais, trilhamento e erosões no material durante o ensaio de compatibilidade dielétrica. Fonte: [4].

Para evitar a ocorrência de trilhamentos elétricos, são utilizados aditivos no material polimérico utilizado nos componentes. Similarmente, o aditivo *carbon black* é utilizado para retardar o envelhecimento causado pelos raios ultravioletas, entretanto, este aditivo reduz a resistência do material contra trilhamentos, sendo necessário dosar sua utilização [5].

2.3.4 Arborescência

Ao contrário do trilhamento que tem ocorrência superficial e da erosão, que inicia superficialmente atingindo as camadas mais internas do material dielétrico, a arborescência geralmente é interna, partindo do condutor em direção a parte externa do material isolante, ou de um condutor para outro, porém, na mesma direção do campo elétrico [4].

O nome arborescência se deve ao fato deste tipo de degradação se propagar de forma ramificada, com seus filamentos semelhantes ao formato de galhos de árvore. Sua ocorrência em materiais dielétricos pode ser dividida em dois tipos: arborescência elétrica e arborescência em água.

A arborescência elétrica é resultante de descargas elétricas parciais internas, provocando a degradação dos materiais orgânicos. Geralmente elas ocorrem em regiões de imperfeições no material dielétrico, no condutor, em locais com maiores estresses térmicos e mecânicos, entre outros [4, 59]. Além disso, sua ocorrência está associada com sobretensões. No caso de cabos cobertos, por exemplo, pequenas imperfeições no condutor podem ocasionar a concentração de campo elétrico e, conseqüentemente, maior será o estresse elétrico neste local, podendo iniciar a formação da arborescência elétrica, a qual pode se agravar devido a presença de surtos de tensão provenientes de descargas atmosféricas ou de manobra [4, 59].

Em geral, a arborescência elétrica tem crescimento rápido, em torno de minutos e horas. Por outro lado, a arborescência em água tem um processo de formação mais lento, podendo se propagar em anos [4]. Em geral, ela tem uma aparência mais difusa, com filamentos mais estreitos preenchidos com água.

No caso da arborescência em água, a umidade é essencial para sua ocorrência, sendo também agravada devido a solitação de tensão, presença de vazios, impurezas, temperatura e envelhecimento do material [4]. Exemplos de arborescência elétrica e em água podem ser visualizados na Figura 20, A) e B), respectivamente.

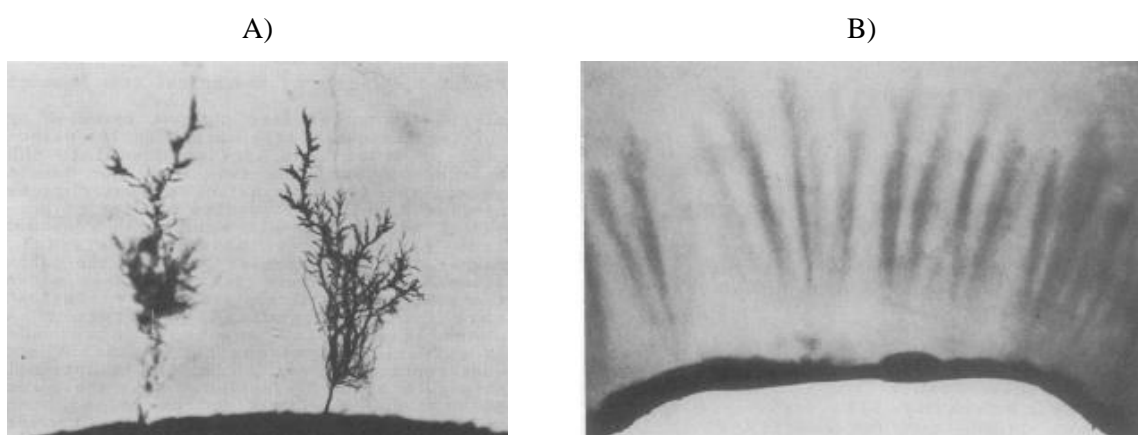


Figura 20 – Exemplos de arborescência: A) Elétrica; B) Em água. Fonte: [33].

Em certos casos, não muito comuns, pode ocorrer a junção dos dois tipos de arborescência [59]. Geralmente, a arborescência inicia-se como elétrica, devido a facilidade de sua ocorrência, principalmente nas imperfeições dos condutores, o que pode ocorrer em cabos cobertos e isolados. Na presença de umidade, filamentos menores preenchidos com água podem ser observados a partir da arborescência elétrica, conforme representado na Figura 21.

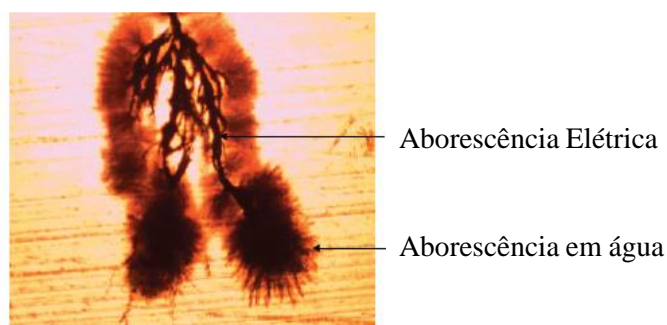


Figura 21 – Junção de arborescência elétrica com arborescência em água. Fonte: adaptado de [59].

Por ser um problema comum no polietileno, foi necessária a realização de estudos a fim de propor métodos para mitigar a ocorrência da arborescência, resultando no XLPE com inibidor de arborescência, também chamado de TR-XLPE. Um trabalho realizado em 1997 indicou que este tipo de polietileno apresentou melhor desempenho frente ao envelhecimento se comparado com o XLPE convencional [60, 61].

Outro trabalho avaliou a suportabilidade à frequência industrial e ao impulso atmosférico para cabos isolados (com malha de aterramento) em sua condição nova e envelhecida na rede, considerando isolamento em EPR, XLPE e TR-XLPE. Em geral, o TR-XLPE também apresentou melhor desempenho do que os demais, principalmente com maior tempo de utilização na rede [60].

2.3.5 Descargas Parciais

As descargas ocasionadas por bandas secas, o trilhamento, a erosão e a arborescência, estão relacionados à ocorrência de descargas parciais (DP). Entretanto, existem outros meios que podem ocasionar DP, como a presença de cargas na superfície da camada isolante, principalmente em cabos cobertos (item 2.3.1) e bolhas de ar internas no material devido à falhas em sua manufatura, conforme Figura 22.

A presença de cavidades e bolhas de ar internas no dielétrico representam uma mudança de permissividade elétrica, influenciando na compatibilidade dielétrica e resultando em maior concentração de campo elétrico na região [62]. Com base nestes fatores as descargas parciais podem ocorrer, degradando o meio dielétrico.

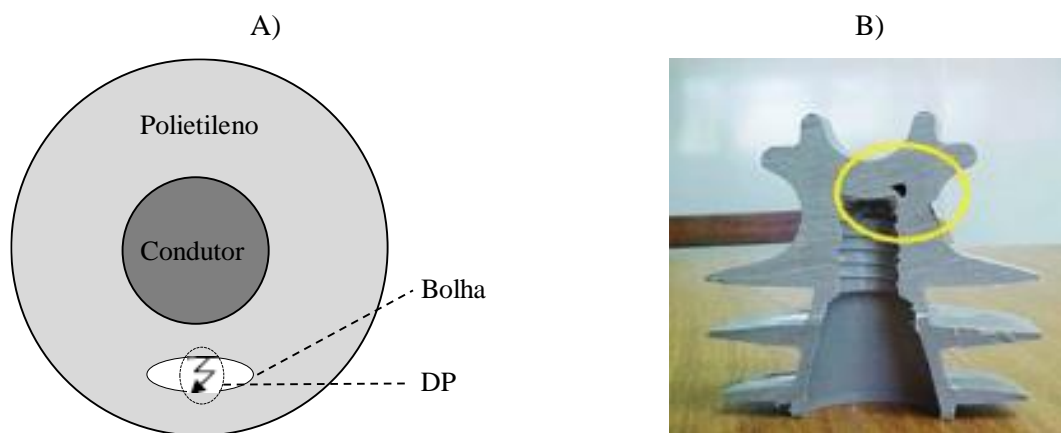


Figura 22 – Bolhas na manufatura do componente: A) Representação de bolha e descarga parcial (DP) em um cabo coberto - Fonte: adaptado de [63]; B) Bolha em isolador polimérico do tipo pino - Fonte: [64].

No caso dos isoladores poliméricos do tipo pino da rede de média tensão, um estudo do ano de 2018, [64], indicou que a maior causa das falhas ocorre devido a concentração de campo elétrico na ponta do pino metálico que fixa o isolador na estrutura que suporta a rede. Esta concentração de campo elétrico causa descargas parciais que podem danificar os isoladores. Esses danos podem atingir os cabos cobertos em contato com o isolador.

Na Figura 23, é possível verificar o resultado de simulações do campo elétrico em isoladores poliméricos do tipo pino na presença de bolha no material isolante, Figura 23 A), e sem bolha, Figura 23 B) [64]. A tensão aplicada nas simulações foi de 33,85 kV, referente a três vezes a tensão de pico fase-terra do sistema de classe 15 kV. Neste caso, repara-se que a intensidade de campo elétrico é maior no pino metálico para fixação do isolador na estrutura da rede se comparado com a intensidade de campo elétrico na bolha preenchida por ar.

A ocorrência de DP pode aumentar caso existam fissuras no polietileno, em contato com o pino metálico [64]. Essas fissuras podem ser provocadas devido ao torque excessivo durante a instalação do isolador [64]. Além disto, outro fator agravante é a presença de poluição na superfície do material isolante, que pode preencher as lacunas entre o pino metálico e o polietileno do isolador.

A poluição causa a redistribuição da tensão ao longo da isolação gerando um acréscimo da intensidade de campo elétrico nas bandas secas, causando a formação de DP. No caso de isolação polimérica, estas descargas podem gerar erosões e degradação química no material isolante, podendo causar *flashover* na rede (ver itens 2.3.2 e 2.3.3). De fato, os isoladores poliméricos tendem a apresentarem maiores níveis de DP na presença de poluição e umidade elevadas [65].

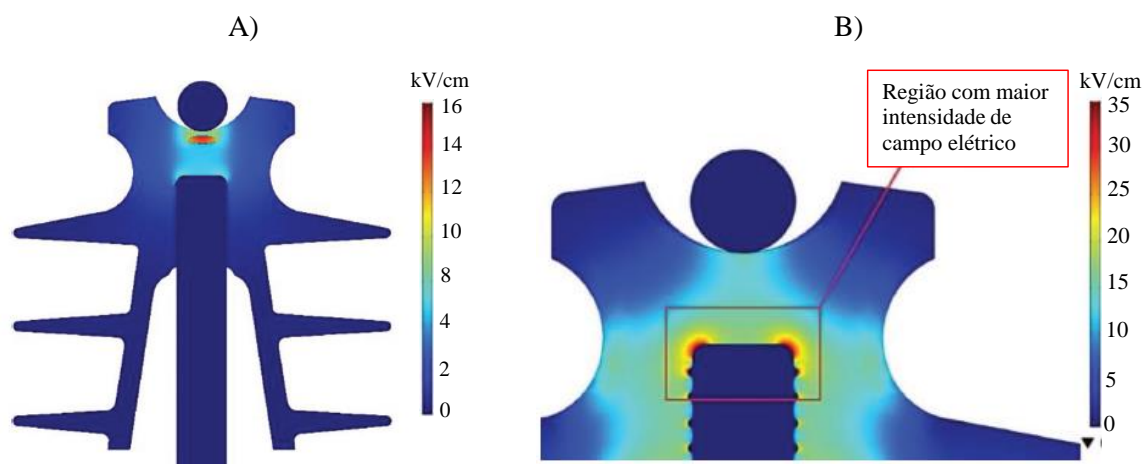


Figura 23 – Simulações de campo elétrico em isolador polimérico do tipo pino: A) Isolador com presença de bolha; B) Campo elétrico no pino metálico de fixação do isolador com a rede. Fonte: adaptado de [64].

Em relação aos cabos, tem-se na literatura trabalhos avaliando as descargas parciais em cabos isolados, com presença de blindagem aterrada. Estes trabalhos apresentam métodos para medição das descargas parciais e para análise do tipo e local das descargas [56, 66, 67]. Por outro lado, trabalhos avaliando descargas parciais em cabos cobertos utilizados em redes compactas são difíceis de serem encontrados na literatura, porém, há trabalhos que avaliam o polietileno de forma isolada, ou seja, sem estar empregado em algum equipamento [62].

2.3.6 Corrente de Fuga Elevada

Uma das características dos dielétricos é a alta resistência elétrica, dificultando a condução de corrente através do material. Na polarização do dielétrico, também há a presença de uma componente capacitiva, portanto, de forma simplificada, o dielétrico pode ser representado por uma componente resistiva e uma capacitiva.

No caso dos polímeros, no geral, quanto menor é a corrente que flui pelo dielétrico, melhor é sua condição. Entretanto, na presença de poluição, umidade, envelhecimento, trilhamento, erosão, arborescência, entre outros fatores, a corrente de fuga pode aumentar, facilitando a ocorrência da falha completa da isolação.

Outro fator que pode elevar a corrente de fuga do polietileno utilizado nos componentes não blindados, como o caso do cabo coberto, é o contato entre ele e objetos estranhos, por exemplo, galhos e estruturas. Embora este contato, em primeiro momento, não cause a interrupção do fornecimento de energia elétrica, a corrente de fuga poderá se elevar neste ponto e, com o passar do tempo, uma falha em forma de carbonização poderá ocorrer.

Portanto, o monitoramento da corrente de fuga também pode ser uma ferramenta para avaliar a condição da isolação dos equipamentos do sistema elétrico. No caso dos isoladores poliméricos, há a tendência de elevação da corrente de fuga ao longo de sua utilização no sistema elétrico, principalmente em ambientes de maiores poluições [37, 68, 58].

Um trabalho desenvolvido no LAT-EFEI, avaliou três tipos de invólucros de para-raios em polietileno, nas suas condições novas e envelhecidas. Neste caso, também foi possível observar aumento da corrente de fuga com o aumento do tempo de envelhecimento, conforme Figura 24 [33].

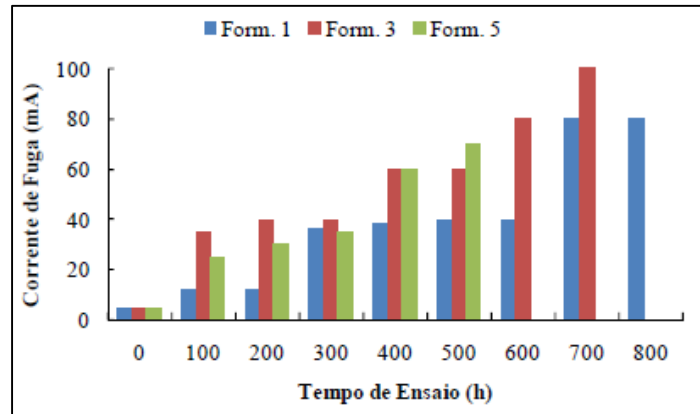


Figura 24 – Evolução da corrente de fuga em invólucros de para-raios, onde Form. 1, Form. 2 e Form. 3 são formulações distintas para confecção dos invólucros. Fonte: [33].

Considerando os cabos cobertos e o sistema *spacer cable* (cabo coberto mais espaçador), a corrente de fuga tende a aumentar com o aumento da poluição e umidade nos componentes [4]. Outro fato que pode influenciar no nível de corrente de fuga é a excentricidade dos cabos cobertos [5]. Quando o condutor está corretamente posicionado no centro do cabo, a espessura do material isolante é uniforme, tornando a corrente de fuga também mais uniforme independentemente da posição em que o cabo ficará disposto no isolador ou espaçador, salvo algumas condições, como a presença de falhas na isolação.

Entretanto, quando o condutor não está centralizado na cobertura do cabo, a corrente de fuga pode variar ao longo da isolação, apresentando valores mais elevados. Este fato pode contribuir para o processo de degradação e falha do material [5]. Na Figura 25, nota-se que o campo elétrico não é uniforme ao longo do cabo devido a não centralidade do condutor. No local onde a espessura do dielétrico é menor, o gradiente de campo elétrico em sua superfície é maior.

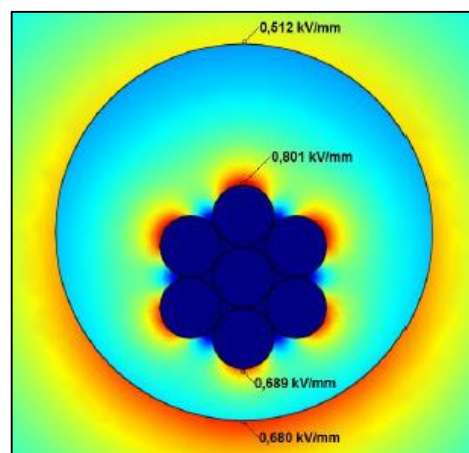


Figura 25 – Simulação do campo elétrico em um cabo não concêntrico. Fonte: [4].

Embora o monitoramento da corrente de fuga seja um parâmetro importante para a avaliação dos isolantes poliméricos, vale ressaltar que nem todos os equipamentos com baixa corrente de fuga apresentam a melhor performance dielétrica, principalmente considerando sua utilização no sistema. O fato é que podem existir materiais ou métodos diferentes de manufatura que fazem com que certos componentes apresentem maiores correntes de fuga, porém, sem ocorrência de falha [68]. Portanto, analisar a progressão da corrente de fuga e as falhas no envelhecimento do material é mais preciso do que analisar apenas o nível de corrente de fuga na condição nova do equipamento.

2.4 Dados de Redes Compactas de Concessionárias de Energia Elétrica

Conforme dados apresentados no *Capítulo 1* deste trabalho, a utilização de RDC proporcionou menores índices de desligamentos indevidos, aumentando o nível de confiabilidade do sistema de distribuição [2, 54]. Além de outras vantagens, as RDCs também possibilitam a utilização de mais de um circuito em um mesmo poste, resultando em ganhos operacionais e econômicos para as concessionárias.

Entretanto, em certas condições de poluição, umidade e temperatura, os materiais empregados na isolação dos componentes da RDC apresentam degradação acelerada, podendo levar à falha do sistema. Desta maneira, a norma ABNT IEC/TR 60815-1, [9], traz detalhes sobre a seleção e dimensionamento de isoladores para alta tensão para uso sob condições de poluição, recomendando a não utilização de RDC em condições de poluição pesada e muito pesada, como o caso de regiões litorâneas.

Seguindo o recomendado pela ABNT IEC/TR 60815-1 [9], as concessionárias apresentam em suas normas técnicas, alternativas para a distribuição de energia elétrica em áreas de poluição pesada e muito pesada. A norma da Cemig, por exemplo, indica como única solução, a utilização de redes subterrâneas com cabos isolados nestas condições [8]. Por outro lado, a norma da concessionária Elektro menciona que a equipe de engenharia deve estudar a melhor alternativa em cada caso específico para a distribuição de energia elétrica em áreas de poluição pesada e muito pesada [32]. A norma apresenta duas opções que podem ser utilizadas, são elas:

- Instalação de redes subterrâneas com cabos isolados;

- Instalação de RDC com Nível Básico de Impulso (NBI) mais elevado.

Portanto, embora haja restrição por norma, é comum a utilização de RDC em regiões costeiras, onde há maior nível de poluição salina, principalmente em locais mais afastados da orla, porém, também em locais próximos a ela. Na Figura 26 observa-se uma RDC no mesmo poste de uma rede convencional, situada em Ubatuba, litoral norte do estado de São Paulo, área de concessão da Elektro. A poluição salina neste local pode reduzir a vida útil dos equipamentos e componentes da RDC, mesmo com o NBI da rede sobredimensionado.

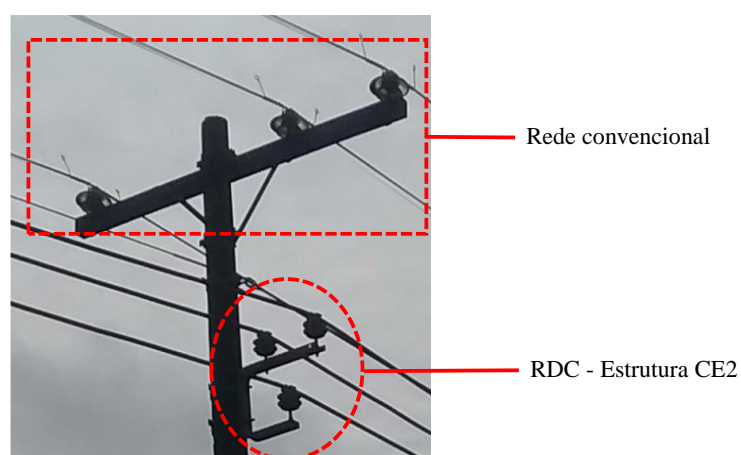


Figura 26 – Rede convencional e compacta no mesmo poste, instalada na região de Ubatuba/SP (litoral). Fonte: próprio autor.

Considerando regiões com menores índices de poluição, há a tendência de diminuição da degradação dos equipamentos e componentes da RDC. Por outro lado, o material dielétrico empregado nos equipamentos e componentes da RDC também pode sofrer com as condições externas (umidade e temperatura, por exemplo) e internas (elevação de temperatura devido à sobrecarga, solicitações elétricas devido à tensão do sistema, entre outros). Estes fatores também podem causar falhas, conforme nota-se na Figura 27, onde é possível visualizar falhas em dois espaçadores da RDC na região central de Itajubá/MG (rede da Cemig).

Os dados da concessionária de distribuição de energia elétrica EDP, indicam que regiões litorâneas com maiores índices de salinidade reduzem a vida útil dos ativos da RDC [69]. A alta salinidade causa até depreciação acelerada de postes. Na região litorânea de Marataízes/ES, por exemplo, a troca de postes ocorre em média a cada 10 anos, enquanto a média em regiões com menores índices de poluição salina é de a cada 25 anos [69].

Dos dados da EDP, comparando-se dois alimentadores, um na cidade de Vila Velha/ES, localizado a menos de 100 metros da praia e cerca de 3800 metros de comprimento e outro na

cidade de Vitória/ES, localizado a 700 metros da praia e cerca de 6800 metros de comprimento, percebe-se que o número de ocorrências de desligamentos por quilometro de rede entre os anos de 2016 e 2017 foram de aproximadamente 27,9 e 6,9 para o alimentador de Vila Velha/ES e Vitória/ES, respectivamente [69]. Provavelmente, a proximidade com a praia quadruplicou o número de desligamentos indevidos na RDC de Vila Velha/ES em comparação com a rede de Vitória/ES.

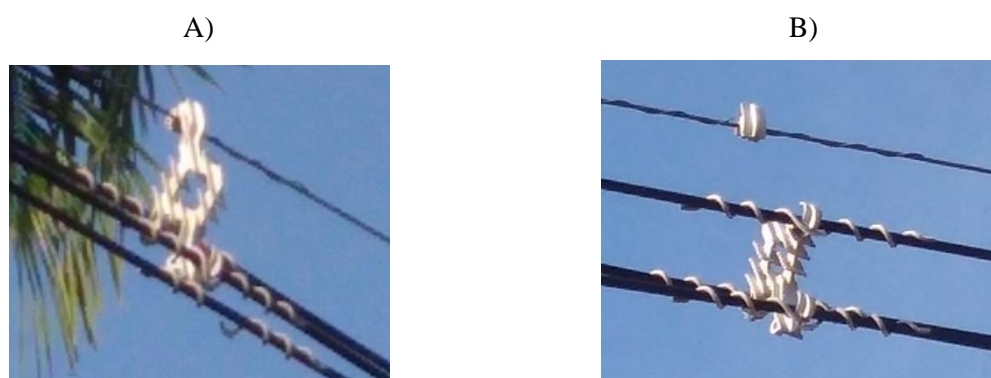


Figura 27 – Espaçador danificado instalado na rede da Cemig na região de Itajubá/MG: A) Rompimento do braço de sustentação de uma das fases; B) Rompimento do braço conectado ao cabo guarda. Fonte: próprio autor.

Comparando a RDC de Vila Velha/ES com outro alimentador de comprimento aproximado e na mesma localidade, porém, constituído do sistema convencional (cabo nu), foi constatado que o alimentador convencional apresentou aproximadamente 14,2 ocorrências de desligamentos indevidos por quilometro, ou seja, a RDC de Vila Velha/ES duplicou o número de ocorrências indevidas se comparada com a rede convencional para a mesma localidade [69].

O mau desempenho constatado para a RDC de Vila Velha/ES não é comum em locais distantes do litoral, como o caso da Cemig descrito no *Capítulo 1*. A Cemig detém a concessão da distribuição de energia elétrica de quase a totalidade do estado de Minas Gerais. Considerando a região de Sete Lagoas/MG, entre 2010 e 2012, a RDC resultou na redução de 90% no número de ocorrências de desligamentos indevidos em comparação com a rede convencional [2].

3 Contextualização: Envelhecimento do Polietileno Utilizado na Isolação de Equipamentos Elétricos

De forma geral, em sua condição nova, a isolação polimérica tem melhor desempenho em serviço quando exposta à poluição, porém, são mais susceptíveis a alterações em suas propriedades ao longo de sua utilização no sistema, através do processo de envelhecimento natural [25]. Um trabalho desenvolvido por De Turreil, por exemplo, avaliou isoladores poliméricos instalados na rede elétrica ao longo de três anos e detectou, em algumas localidades, falhas na isolação dos isoladores com poucos meses de utilização no sistema, sendo agravadas com o tempo [70].

De fato, o envelhecimento acelerado e a presença de trilhamentos e erosões é comum em isoladores poliméricos, porém, não necessariamente inviabilizam suas utilizações em áreas de elevada poluição, mas torna-se necessário, por parte da concessionária, um monitoramento regular da rede elétrica e a substituição de componentes em piores condições [71]. No entanto, quando se trata de rede compacta que, além dos isoladores poliméricos, utiliza cabos cobertos, espaçadores poliméricos e outros componentes com isolação não-cerâmica, sua implementação em áreas de elevada poluição pode, em certos casos, ser inviável.

A RDC apresenta mais componentes com isolação polimérica a serem monitorados e a substituição de cabos com falhas na camada protetora apresenta maior custo operacional do que a substituição apenas de isoladores defeituosos.

Para melhor entendimento dos fatores envolvidos no envelhecimento dos materiais poliméricos e para melhorar a qualidade dos produtos desenvolvidos, diversos trabalhos e normas propõem métodos laboratoriais para realizar o envelhecimento acelerado dos componentes manufaturados com tal tipo de material isolante. Porém, sabe-se que não se trata de um processo simples, em virtude das diversas variações climáticas a que os componentes poliméricos estão sujeitos em campo.

Cada localidade tem suas particularidades em relação ao clima e à poluição (tipo e intensidade), e isso interfere no envelhecimento do material. O envelhecimento acelerado dos materiais poliméricos deve levar em consideração a localidade em que os componentes serão instalados.

Dado a quantidade de fatores que podem influenciar no envelhecimento do material polimérico e ao fato de que o polímero, quando novo, apresenta dificuldade para ter a superfície contaminada e molhada, as técnicas convencionais de envelhecimento acelerado nem sempre

produzem resultados realistas [25]. Por exemplo, a norma IEC 62217:2012 [72], relativa a isoladores poliméricos, apresenta um método de ensaio para verificar a ocorrência de trilhamentos e erosões nos isoladores, mas informa que, embora a literatura utilize esse método como de envelhecimento, ele não necessariamente resultará em uma degradação real do material. Neste sentido, os resultados obtidos devem ser utilizados com a finalidade de avaliar a qualidade do material, aprovando-o ou não para uso no sistema elétrico. Basicamente, esse método apresenta dois fatores para a degradação, névoa salina e tensão elétrica, considerando 1000 horas de ensaio.

Dentre os principais fatores responsáveis pelo envelhecimento dos componentes com isolamento polimérica, podem se destacar:

- Imersão de água no interior do material: podem causar no material, variações na permissividade dielétrica⁽³⁾ [73], na suportabilidade dielétrica e no fator de potência da isolação⁽⁴⁾ [74]. Também podem causar influência na performance mecânica do polímero [25];
- Radiação UV: a radiação solar pode causar a degradação dos materiais poliméricos através de foto-oxidação [75]. Alguns materiais isolantes, por exemplo, podem apresentar fissuras em sua superfície devido a presença de radiação UV, além de outras degradações capazes de reduzirem a capacidade de isolação dos materiais [75];
- Influencia térmica: altas temperaturas podem acelerar o processo de envelhecimento dos materiais orgânicos [76]. Além de outras condições, altas temperaturas podem ocorrer devido ao ambiente em que o componente se encontra e devido à sobrecarga no sistema;
- Descargas elétricas: conforme descrito no item 2.3.5, as descargas elétricas podem causar falhas na isolação dos componentes através de erosões e trilhamentos;
- Poluição: poluição elevada pode intensificar a ocorrência de descargas elétricas e conseqüentemente, a ocorrência de falhas na isolação.

Para cada localidade, cada fator terá um impacto diferente no envelhecimento do material, e a combinação dos fatores existentes, poderá causar a degradação do material [25].

⁽³⁾ Permissividade dielétrica: capacidade de uma substância para resistir ao campo elétrico [73].

⁽⁴⁾ Fator de potência da isolação: cosseno do ângulo formado pela tensão e corrente em um dielétrico [74].

Por exemplo, uma região litorânea tropical apresenta, tipicamente, umidade elevada, alto índice de radiação UV, altas temperaturas e elevados índices de poluição salina.

Neste sentido, existe uma variação de métodos de envelhecimento acelerado publicados na literatura. Geralmente, esses trabalhos avaliam os componentes de forma separada e é comum encontra-los analisando isoladores poliméricos de média e alta tensão. Também é comum correlacionarem o envelhecimento do polietileno com o aumento da corrente de fuga.

Em uma superfície poluída, a corrente de fuga tende a apresentar três domínios [25]. No primeiro domínio, a corrente é baixa e constante, enquanto o domínio 2 se caracteriza pelo incremento da corrente em determinado intervalo de tempo, estabilizando-se no domínio 3 [25].

Nos tópicos a seguir, serão apresentados alguns trabalhos presentes na literatura que avaliaram o envelhecimento de materiais poliméricos considerando dois ou mais fatores de envelhecimento.

A. Dois fatores de envelhecimento: Névoa salina e sobretensão [77]:

Avaliando o envelhecimento devido às solicitações de sobretensão ($60 V_{\text{rms}}/\text{mm}$) e névoa salina em cilindros poliméricos, cilindros de porcelana e cilindros de silicone, considerando dois níveis de condutividade ($250 \mu\text{S}/\text{cm}$ e $1000 \mu\text{S}/\text{cm}$), os resultados presentes em [77] indicaram que, para baixa condutividade ($250 \mu\text{S}/\text{cm}$) da névoa salina, o material polimérico teve pior desempenho se comparado ao silicone. O oposto ocorreu para altas condutividades da névoa salina ($1000 \mu\text{S}/\text{cm}$), na qual o pior desempenho se deu para os isoladores de silicone. O tempo total de ensaio adotado pelo trabalho foi de 380 horas.

A degradação observada no polímero em baixa condutividade, se deu em forma de trilhamentos e erosões, devido a presença de descargas de banda seca [77]. Em altas condutividades, foram observadas a ocorrência de falhas completas na isolação por meio da formação de filmes condutores na superfície do material, ou seja, a falha não ocorreu devido a degradação do material, mais sim, devido a uma condição extrema e, de certo modo, forçada [77]. Portanto, o trabalho conclui que, em relação aos isoladores poliméricos, os estudos laboratoriais utilizando baixa condutividade da água, apresentam melhor correlação com o que ocorre com tais equipamentos quando instalados na rede elétrica.

B. Dois fatores de envelhecimento: Névoa salina (baixo e alto nível de salinidade) e sobretensão [78]:

Um trabalho presente na literatura [78], avaliou cilindros de 25 mm de diâmetro e 150 mm de comprimento, considerando três diferentes materiais (polímero, silicone e porcelana). O envelhecimento foi realizado através de névoa salina, em sete condições de condutividade da água (50 $\mu\text{S}/\text{cm}$, 250 $\mu\text{S}/\text{cm}$, 1000 $\mu\text{S}/\text{cm}$, 2000 $\mu\text{S}/\text{cm}$, 4000 $\mu\text{S}/\text{cm}$, 16000 $\mu\text{S}/\text{cm}$ e 22000 $\mu\text{S}/\text{cm}$), e tensão elétrica de 40 $\text{V}_{\text{rms}}/\text{mm}$ aplicadas sobre as amostras. O tempo total de ensaio considerado foi de 500 h.

Novamente foi constatado a presença de descargas de banda seca quando os isoladores poliméricos foram submetidos à névoa salina com baixas condutividades, causando a degradação das amostras.

C. Dois fatores de envelhecimento: Técnica da roda de trilhamento [79]:

Para avaliar a degradação de isoladores de ancoragem considerando dois fatores de envelhecimento, em [79] foi aplicada a técnica padronizada chamada de roda de trilhamento, na qual o isolador fica um período submerso em água com solução salina (1,40 gramas de NaCl por 1 litro de água) e um período submetido a uma tensão elétrica igual a 35 V/mm , considerando a distância de escoamento do isolador. Um total de 30.000 ciclos (imersão em água e tensão aplicada) foram impostos aos isoladores. Os parâmetros avaliados foram o fator de potência do isolamento e a corrente de fuga.

Ao longo dos ensaios realizados foi verificada a presença de descargas elétricas causadas por bandas secas na isolação conforme pode ser visto na Figura 28. Também foi observada uma mudança na hidrofobicidade dos isoladores, o que pode ter impactado no aumento da corrente de fuga observada no trabalho. No mesmo sentido, foi observado um aumento do fator de dissipação do isolamento, indicando uma diminuição da resistência elétrica do material.

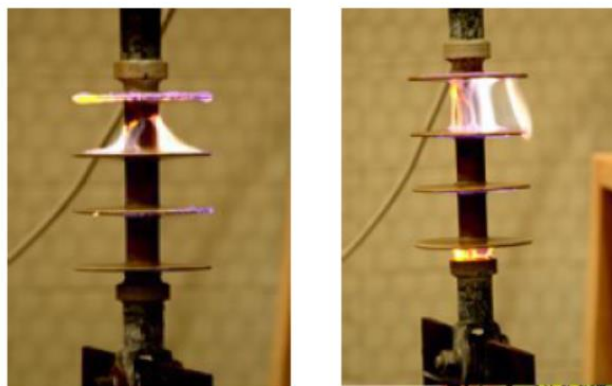


Figura 28 – Descarga elétricas nos isoladores de ancoragem durante o ensaio de roda de trilhamento. Fonte: adaptado de [79].

D. Três fatores de envelhecimento: Radiação UV, esforço mecânico e tensão elétrica [80]:

Considerando a utilização de três fatores de envelhecimento, um trabalho laboratorial apresentado em [80] concluiu que a radiação UV teve grande impacto no envelhecimento de isoladores poliméricos. Foram utilizadas duas fontes de radiação UV, ou seja, parte das amostras foram envelhecidas considerando a radiação UV provocada por uma lâmpada de xênon e outra parte envelhecidas utilizando a radiação UV provocada por lâmpadas fluorescentes.

No trabalho, foram considerados diversos cenários, por exemplo, envelhecendo os materiais apenas aplicando radiação UV, envelhecendo com UV e esforço mecânico e envelhecendo com radiação UV, esforço mecânico e tensão elétrica. As amostras analisadas foram retiradas de isoladores constituídos de quatro tipos de matérias, variando entre diferentes tipos de polietileno e silicone, sendo classificadas como A, B, C e D.

O envelhecimento artificial por meio de múltiplos fatores (radiação UV, esforço mecânico e tensão elétrica) foi realizado considerando um total de 3000 h. Foram aplicados dois valores de tensão nas amostras sendo estes iguais a 0,5 kV/cm e 1,0 kV/cm.

O ciclo de envelhecimento considerou 8 horas de radiação UV, com a temperatura da área de ensaio atingindo 60 °C e 4 horas sem a presença de radiação. Durante os ensaios, os materiais foram submetidos a um esforço mecânico sendo esticados em 30 % ou 60 %. Para comparação, as amostras também foram envelhecidas sem a presença do esforço mecânico.

A radiação UV foi gerada através da lâmpada fluorescente, pois seu arranjo facilitava a aplicação da tensão elétrica.

O parâmetro utilizado para avaliar o envelhecimento das amostras foi o comprimento do alongamento necessário para causar a ruptura do material, comparando os valores obtidos

para as amostras novas com as envelhecidas. Para todos os materiais e condições de envelhecimento, foi observada a diminuição do alongamento necessário para a ruptura dos materiais envelhecidos. Em alguns casos, o alongamento para a ruptura reduziu de aproximadamente 300 % para entorno de 150 %, comparando material novo com o envelhecido.

Durante o envelhecimento, não foi observado a ocorrência de descargas elétricas no material. De fato, neste trabalho não foi aplicado nenhum tipo de poluição nas amostras, além do mais, as amostras foram envelhecidas na condição a seco. Sabe-se que essa não é condição em que o material irá trabalhar na rede elétrica e que a presença de descargas parciais provocadas pela poluição é algo comum no sistema elétrico.

O trabalho também concluiu que a utilização da lâmpada de xênon é mais eficiente do que a utilização da lâmpada fluorescente. De forma geral, 200 horas de envelhecimento com lâmpada de xênon equivalem a 3000 horas utilizando a lâmpada fluorescente. Por outro lado, o arranjo utilizando a lâmpada de xênon é mais complexo e de custo mais elevado, além de não possibilitar a aplicação da tensão elétrica.

E. Três fatores de envelhecimento: Névoa salina, camada de cimento na isolação e tensão elétrica [70]:

Considerando a poluição como fator de envelhecimento, o trabalho apresentado em [70] avaliou isoladores de ancoragem confeccionados em material polimérico, presentes em redes elétricas de 72 kV a 230 kV, por meio de três processos de envelhecimento: a) camada de cimento no isolador e aplicação de névoa (não salina); b) aplicação de névoa salina; c) camada de cimento no isolador e aplicação de névoa salina. Em todos os casos, os isoladores permaneceram energizados.

Foi constatado que o envelhecimento utilizando a técnica c), ou seja, com os isoladores cobertos por uma camada de cimento e a presença de névoa salina apresentou resultados mais realistas. Além disso, essa técnica tornou o envelhecimento mais fácil de ser controlado. Portanto, a partir de então serão apresentados apenas os resultados referentes a esse método.

Três tipos de isoladores foram utilizados, chamados de A, B e C, os quais, ao longo do envelhecimento, foram energizados com 146 kV, exceto em alguns pequenos períodos onde foi visualizado o aumento de descargas elétricas parciais, sem romper a isolação por completo, porém, para não evoluírem para uma descarga completa, a tensão elétrica foi reduzida.

A salinidade da água iniciou-se constante, mas foi aumentada após um certo período para que o envelhecimento continuasse progressivo e mais severo. No primeiro momento, a

salinidade iniciou-se em 1 kg de NaCl por 1.000 litros de água. Nesse cenário, observou-se a falha completa da isolação do isolador B, com presença de carbonização no material. Portanto, optou-se por reduzir a salinidade para $0,3 \text{ kg/m}^3$, porém, os danos nos isoladores do tipo B continuaram aumentando.

Durante todo esse período, a corrente de fuga foi monitorada, verificando que os níveis mais elevados se davam para o isolador do tipo B (98 mA), com o isolador C apresentando a melhor condição (13 mA) e o isolador A sendo o intermediário (38 mA).

Dada a quantidade de danos aparentes no isolador do tipo B, os autores decidiram retirá-los, mantendo em processo de envelhecimento forçado apenas os isoladores do tipo A e C e aumentando a salinidade para até 3 kg/m^3 , estágio que causou as primeiras disrupções no isolador A, sendo novamente necessário a redução da salinidade da névoa. A partir de então, a salinidade variou entre $0,5 \text{ kg/m}^3$ e 1 kg/m^3 até a deterioração do isolador A. Por outro lado, o isolador C não apresentou nenhuma descarga elétrica em sua superfície. No final, o tempo total de envelhecimento foi menor do que um mês.

F. Avaliação de diversos métodos de envelhecimento presente em [71]:

Uma revisão de métodos de envelhecimento presentes em trabalhos de alguns grupos de pesquisa do Cigré e da IEEE está presente em [71]. Esse trabalho cita também a dificuldade em se determinar um método de envelhecimento compatível com a realidade.

Considerando múltiplos estresses, o trabalho cita alguns métodos de envelhecimento. Um dos métodos avaliados está presente em [81], onde foram envelhecidos isoladores não cerâmicos instalados na rede de 138 kV. Uma câmara de ensaio foi elaborada para comportar um total de 12 isoladores, os quais foram submetidos a um ciclo de envelhecimento, considerando radiação UV obtida mediante utilização de 128 lâmpadas fluorescentes. Chuva e névoa salina também foram utilizadas ao longo do envelhecimento. A corrente de fuga foi monitorada para os 12 isoladores utilizados.

O envelhecimento foi dividido em duas etapas, chamadas de “verão” e “inverno” e a aplicação dos fatores de envelhecimento seguiu-se conforme a Tabela 5.

Neste caso, o ciclo de verão se repetiu sequencialmente durante 10 dias, passando em seguida para o ciclo de inverno que teve duração de 11 dias. As duas etapas (verão e inverno) correspondem a um ano de envelhecimento natural. Portanto, os isoladores podem ser expostos a quantos “anos” for necessário para que o envelhecimento seja atingido.

Tabela 5 – Procedimento de envelhecimento considerando múltiplos fatores. Fonte: [81].

	VERÃO (10 dias seguidos)										INVERNO (11 dias seguidos)									
	Tempo (horas)										Tempo (horas)									
	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Spray (água e sal) 2,5 kg/m²											X	X								
Chuva 50-70 uS/cm			X			X			X				X						X	X
UV 41-45 °C	X	X		X	X		X	X		X										
UV 31-41 °C														X	X	X	X	X		
Tensão (fase-terra) 80 kV	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Durante seis ciclos de verão e seis ciclos de inverno, os resultados presentes em [81] indicaram um acúmulo de carga nos isoladores, que pode ser consequência da degradação do material, embora nenhum deles tenha atingido o final de sua vida útil.

Em relação aos fatores de envelhecimento, outras importantes constatações são apresentadas em [71]. A presença de névoa salina é um fator preponderante para a ocorrência de descargas elétricas nos isoladores, provocando erosões em sua superfície e reduzindo a hidrofobicidade do material. Como consequência é possível verificar o aumento da corrente de fuga nos isoladores e a diminuição da tensão necessária para causar a ruptura da isolação.

Conforme observado nas referências [77], [78], [79], em se tratando de dois fatores de envelhecimento, sobretensão e poluição salina, é possível observar a degradação causada no material, principalmente devido as descargas superficiais e ao aumento da corrente de fuga do material. De maneira geral, as técnicas que consideram a utilização de apenas dois fatores de envelhecimento são mais fáceis de serem implementadas em laboratório e requerem um menor investimento.

Por outro lado, quando se trata de múltiplos fatores de envelhecimento, os procedimentos de laboratório se tornam mais complexos, os investimentos (estrutura, equipamentos, pessoal) são mais elevados e, em muitos casos, não possibilitam envelhecer os componentes em sua forma completa. Em contrapartida, os resultados geralmente são mais realistas.

O desenvolvimento de métodos capazes de envelhecer os componentes com isolação não cerâmica ainda é um tema a ser estudado. Métodos eficazes serão de grande importância na avaliação da qualidade dos componentes instalados na rede elétrica, dando subsídios para

analisar o impacto do envelhecimento dos componentes na coordenação de isolamento da rede elétrica.

4 Métodos: Ensaio de Envelhecimento e Ensaio de Acompanhamento

Neste capítulo está descrita a metodologia desenvolvida para a realização dos ensaios e para análise dos resultados obtidos. Primeiramente, são apresentados os métodos de envelhecimento acelerado desenvolvidos neste trabalho. Na sequência, estão contidas as metodologias para a realização dos ensaios de acompanhamento a fim de caracterizar as amostras quanto as suas condições físico-químicas e da isolação elétrica, considerando o estado do material novo e envelhecido. Para tanto, foram utilizados quatro ensaios físico-químicos e três ensaios elétricos. Com base nesses ensaios é possível verificar a qualidade do material.

Os ensaios físico-químicos realizados são: espectroscopia vibracional de infravermelho por transformada de Fourier (FTIR), termogravimetria (TGA), calorimetria exploratória diferencial (DSC) e medição do ângulo de contato (AC).

Quanto aos ensaios elétricos, eles foram realizados na ordem apresentada abaixo:

1. Medição de Descargas Parciais (DP);
2. Medição de Corrente de Fuga (CF);
3. Suportabilidade ao Impulso Atmosférico (IA);

Tanto para os ensaios elétricos quanto para os ensaios físico-químicos, foram ensaiadas 5 amostras de cabo coberto de cada condição (nova e envelhecida). Neste sentido, este capítulo também apresenta os métodos para preparação e coleta das amostras.

4.1 Envelhecimento dos Componentes da RDC com Isolação em Polietileno

Nos itens *4.1.1* e *4.1.2* são apresentados os dois métodos desenvolvidos neste trabalho para realizar o envelhecimento do material polimérico presente nos cabos e isoladores da RDC. O primeiro método adotado (item *4.1.1*) consiste na sollicitação causada pela poluição salina, na forma de névoa salina, e sobretensão, no valor de duas vezes a tensão nominal monofásica do sistema. O segundo (item *4.1.2*) consiste na adição da sollicitação térmica, além das condições do primeiro envelhecimento. Com base nos dois métodos pretende-se

determinar qual a combinação de fatores que resulta no maior impacto no envelhecimento das amostras.

4.1.1 Primeiro Método de Envelhecimento: Névoa Salina e Sobretensão

Na literatura, conforme observado no *Capítulo 3*, há trabalhos que avaliam a degradação de isoladores não cerâmicos utilizando dois ou mais fatores de envelhecimento. No entanto, esses trabalhos geralmente consideram o envelhecimento dos componentes de forma separada.

O objetivo desse trabalho é desenvolver um método de envelhecimento de fácil implementação em que seja possível envelhecer os cabos cobertos utilizados nas RDCs juntamente com os isoladores poliméricos. Embora este trabalho tenha como foco os cabos cobertos, o envelhecimento conjunto com o isolador polimérico tem maior semelhança com o que ocorre na rede elétrica. Se o envelhecimento fosse realizado de forma separada, certos efeitos poderiam não ser observados, como por exemplo, a compatibilidade dielétrica entre o isolador e o cabo.

Para avaliar a condição dos cabos cobertos e espaçadores poliméricos de uma RDC, mediante envelhecimento acelerado, geralmente é utilizado o ensaio normalizado de compatibilidade dielétrica, conforme ABNT NBR 16094 [82]. Da mesma forma, em relação a compatibilidade dielétrica entre os isoladores poliméricos e os cabos cobertos, também há um procedimento padronizado, conforme definido pela norma ABNT NBR 16327-1 [83].

Basicamente, os procedimentos normalizados para execução do ensaio compatibilidade dielétrica descritos nas normas ABNT NBR 16094 e ABNT NBR 16327-1 são os mesmos, conforme abaixo [82, 83]:

- Elevar a temperatura da superfície do cabo a 60 °C, com tolerância de ± 5 °C, utilizando da aplicação de corrente elétrica no condutor;
- Aplicar nas amostras ciclos de chuva de 5 minutos, com a condutividade da água de 750 $\mu\text{S}/\text{cm}$, seguidos de 15 minutos sem chuva;
- A aspersão da chuva deve ser de 1,0 mm/min a 2,0 mm/min nas componentes vertical e horizontal;
- A tensão de ensaio pode ser trifásica ou monofásica. Sendo monofásica, aplica-se o valor de 16 kV para as redes de tensão nominal (fase-fase) igual à 13,8 kV, ou

seja, a tensão de ensaio corresponde a aproximadamente duas vezes a tensão fase-terra do sistema;

- Duração do ensaio igual a 30 dias (720 horas).

As amostras são consideradas aprovadas se não apresentarem trilhamento, erosão, fissuras ou rachaduras após o término do ensaio [82, 83].

Entretanto, para diversos componentes da RDC, existem métodos normalizados para o envelhecimento acelerado, considerando os equipamentos e componentes ensaiados separadamente, como no caso dos isoladores poliméricos, no qual os procedimentos para envelhecimento estão descritos na norma ABNT NBR 15643 [84]. No geral, estes procedimentos diferem dos definidos para os ensaios de compatibilidade dielétrica.

Desta maneira, para envelhecer em laboratório os isoladores poliméricos em conjunto com os cabos cobertos, este trabalho utilizou uma metodologia própria, definida com base nas normas de ensaios de componentes presentes na RDC. A principal mudança entre a metodologia adotada e os procedimentos do ensaio de compatibilidade dielétrica descritos na norma ABNT NBR 16327-1, [83], está relacionada ao método de poluição artificial, pois a metodologia adotada neste trabalho considera a poluição salina provocada por névoa. Conforme apresentado no *Capítulo 3*, quando utilizada no ensaio de envelhecimento, a névoa salina é um dos principais fatores de degradação dos componentes poliméricos, pois agrava a ocorrência de descargas elétricas superficiais e a intensidade da corrente de fuga no material.

Além disso, para os isoladores poliméricos, a névoa salina pode ser mais severa se comparada com o ciclo de chuva definido para o ensaio de compatibilidade dielétrica. A névoa salina preenche toda a área de ensaio, assim como a cavidade inferior do isolador polimérico do tipo pino, local onde é inserido o pino metálico para fixação com a estrutura da rede. Por outro lado, ciclos de chuva poderiam não atingir esta região, diminuindo a solicitação elétrica no local.

Em relação a metodologia adotada neste trabalho, primeiramente foram avaliados os impactos causados pelo campo elétrico e pela poluição salina no sistema cabo coberto e isolador polimérico, pois, conforme apresentado no item 2.3, grande parte das falhas na RDC estão relacionadas à solicitação imposta pelo campo elétrico, agravadas em condições de elevada poluição. Tal avaliação consiste no primeiro método de envelhecimento, cujo os procedimentos estão descritos abaixo:

- Aplicação de névoa salina contínua na câmara de ensaio, com a salinidade da água de 5 kg/m^3 , conforme ABNT NBR 16050 [85];
- Tensão de ensaio monofásica, no valor de 16 kV, conforme ABNT NBR 16327-1 [83].

Com base nas normas para ensaio de envelhecimento em isoladores poliméricos e para-raios com invólucro polimérico, o tempo total de ensaio considerado neste trabalho é de 1000 horas (ensaio de curta duração) [84, 85]. Entretanto, a avaliação das amostras foi realizada em dois instantes de envelhecimento, um com 500 horas e outro com 1000 horas. Devido a limitação física da área utilizada para envelhecimento das amostras no LAT-EFEI (dimensão da área de ensaio), as duas condições avaliadas foram separadas em ensaios distintos, ou seja, realizou-se primeiramente o ensaio de envelhecimento com tempo total igual a 500 horas e, por fim, inseriu-se amostras novas para o envelhecimento com tempo total igual a 1000 horas. As amostras foram retiradas de um mesmo lote.

O número total de amostras e o comprimento do cabo coberto utilizados no envelhecimento foram definidos com base no comprimento total necessário para a realização do ensaio de impulso atmosférico (ensaio de acompanhamento) e na quantidade de amostras necessárias para tratamento estatístico dos resultados. No caso do ensaio de impulso atmosférico, foram utilizadas 5 amostras de cabo coberto para cada condição, com comprimento do cabo igual a 5 metros. Mais detalhes sobre o ensaio de impulso atmosférico são apresentados no item 4.3.3.

Desta forma, foram necessários 25 metros de cabo coberto e 5 isoladores para cada ensaio de envelhecimento. No entanto, considerando uma margem de segurança, 30 metros de cabo coberto e 6 isoladores foram utilizados em cada condição, resultando no total de 60 metros de cabo e 12 isoladores poliméricos para o primeiro método de envelhecimento.

O cabo coberto foi preso nos isoladores através de anéis elásticos para amarração e foi inserido na área de ensaio no seu comprimento total, ou seja, sem ser seccionado. Dessa forma, os 30 metros de cabo foram inseridos de forma espiral na área de ensaio, dispostos em três níveis verticais, conforme pode ser notado na Figura 29. Essa configuração foi necessária para que fosse possível inserir as amostras no interior da área de ensaio com comprimento suficiente para a realização dos ensaios de acompanhamento.

Para inserir o cabo de forma espiral, foi necessário prendê-lo na lateral do isolador, da forma como é feito na rede quando é necessário mudança de sentido (curvas na rede). Assim como na rede, o cabo não foi tracionado, apenas apoiado no isolador.



Figura 29 – Disposição das amostras na área de ensaio de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

A vista superior da área de ensaio e dos componentes utilizados está contida na Figura 30. Repara-se a utilização de isoladores de ancoragem (IA_s) para sustentação dos isoladores poliméricos ensaiados (Ie). No entanto, estes isoladores de ancoragem não foram solicitados pela tensão de ensaio, visto que o pino do isolador polimérico ensaiado permaneceu aterrado ao longo de todo o ensaio.

Por outro lado, os isoladores de ancoragem IA_1 e IA_2 foram utilizados para fixar as pontas dos cabos cobertos sob ensaio (CE), sendo também solicitados pela tensão de ensaio. Deste modo, para evitar falhas, estes isoladores de ancoragem foram selecionados na classe de tensão de 36,2 kV, ou seja, sobredimensionados.

Ao longo do ensaio, foram realizadas três inspeções semanais com duração máxima de 20 min, a fim de avaliar e registrar as condições das amostras, catalogar as falhas apresentadas e realizar a limpeza dos componentes do ensaio (cabo isolado, bico injetor de névoa e isolador de ancoragem), porém, sem intervenção nas amostras. Além disto, a cada 5 minutos foi registrada a corrente de fuga total dos 6 pontos aterrados no ensaio (pinos metálicos dos isoladores), através de um registrador Fluke, modelo 1738.

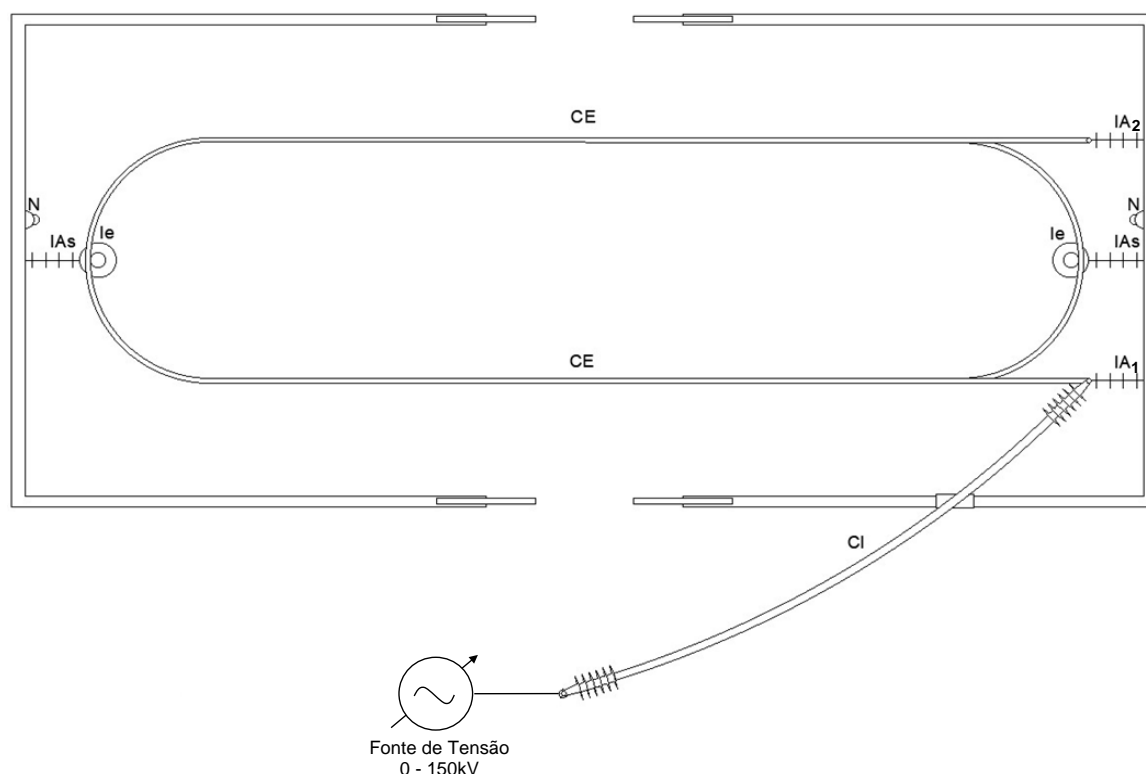


Figura 30 – Ilustração da vista superior da área de ensaio e dos componentes do primeiro método de envelhecimento, sendo: N - Bico para injetar névoa salina; IA₁ - Isolador de ancoragem para sustentação inferior; IA₂ - Isolador de ancoragem para sustentação superior Ie - Isolador polimérico ensaiado; CE - Cabo coberto ensaiado; IA - Isolador de ancoragem para fim de cabo; CI - Cabo isolado para passagem de tensão.

Fonte: próprio autor.

4.1.2 Segundo Método de Envelhecimento: Névoa Salina, Sobretensão e Elevação de Temperatura (60 °C)

Além da solicitação causada pela poluição salina e pela sobretensão aplicada nas amostras conforme primeiro método de envelhecimento, o segundo método acrescenta o efeito térmico devido à passagem de corrente alternada pelo condutor. A corrente aplicada nas amostras foi ajustada de maneira a obter a temperatura de 60 °C na superfície do cabo, com tolerância de ± 5 °C, conforme requisito para ensaio de compatibilidade dielétrica definido na ABNT NBR 16094 [82]. A temperatura foi monitorada através de um termovisor.

Na Figura 31, está contida a ilustração da vista superior da área de ensaio e dos componentes utilizados. Neste caso, o circuito, cabo coberto ensaiado (CE) e cabos isolados (CI), está fechado para indução de corrente alternada através da utilização de banco de indutores (*Ind*) conectados à um variador de tensão (0 – 220 V).

O ensaio também foi dividido em duas partes. O primeiro ensaio considerou o tempo total de 500 horas e o segundo com tempo total de 1000 horas. A quantidade de

amostras necessária foi a mesma utilizada no primeiro método de envelhecimento, ou seja, 6 isoladores poliméricos do tipo pino e 30 metros de cabo coberto para cada condição.

Ao longo do ensaio, foram adotados os mesmos procedimentos de inspeção e monitoramento da corrente de fuga utilizados no primeiro método de envelhecimento, acrescidos do monitoramento da temperatura na superfície do cabo coberto.

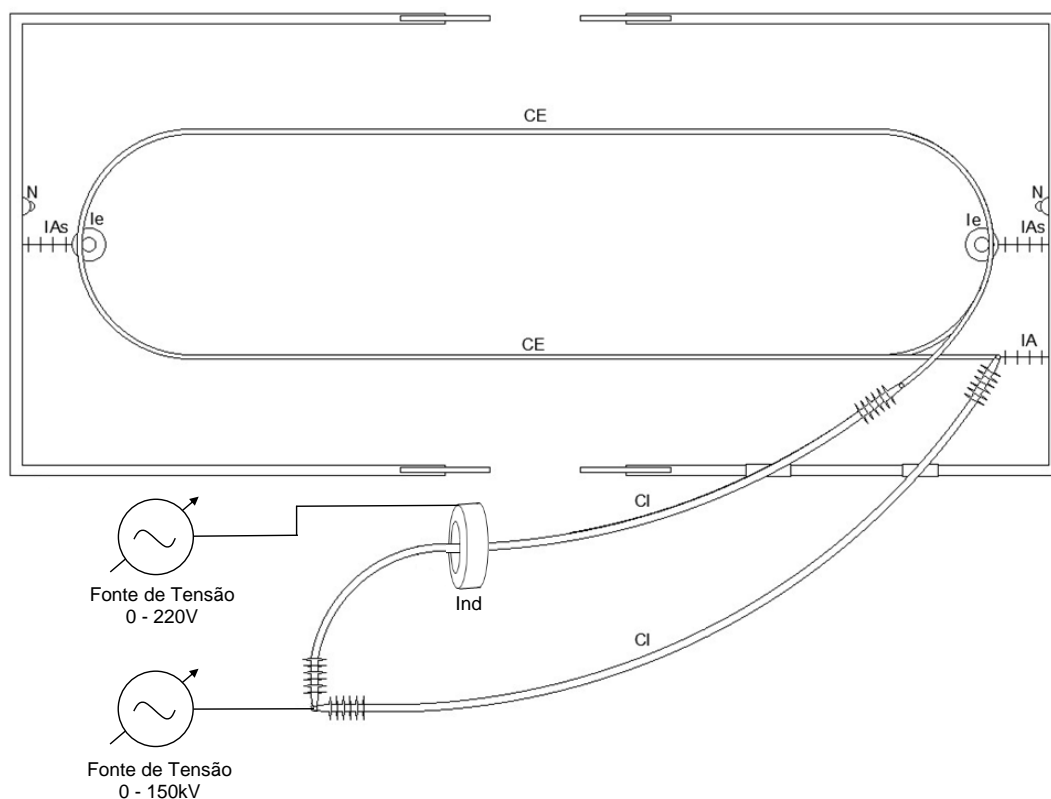


Figura 31 – Ilustração da visão superior da área de ensaio e dos componentes do segundo envelhecimento, sendo: N - Bico para injetar névoa salina; IAs - Isolador de ancoragem para sustentação; Ie - Isolador polimérico ensaiado; CE - Cabo coberto ensaiado; IA - Isolador de ancoragem para fim de cabo; CI - Cabo isolado para passagem de tensão; Ind - Indutor responsável pela corrente no circuito. Fonte: próprio autor.

4.2 Ensaios de Acompanhamento - Caracterização Físico-Química de Polímeros

A caracterização dos polímeros é fundamental para determinar a composição estrutural e suas propriedades físico-químicas. Com base nessa caracterização é possível verificar a eficácia do método de envelhecimento utilizado, ou seja, se ocorreram alterações estruturais que possam impactar no desempenho dielétrico do material.

Foram consideradas quatro técnicas de análise físico-química com a finalidade de caracterizar e avaliar o XLPE presentes nos cabos cobertos analisados (foco principal do trabalho), são elas:

- Espectroscopia Vibracional de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR);
- Termogravimetria (TGA);
- Calorimetria Exploratório Diferencial (DSC);
- Medição do Ângulo de Contato.

4.2.1 Espectroscopia Vibracional de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR)

Por meio do FTIR é possível verificar a estrutura molecular dos materiais, evidenciando a presença ou não de compostos de oxidação, comuns em materiais degradados. No transcorrer do ensaio, varia-se o número de onda do infravermelho e registra-se a interação da radiação eletromagnética com a matéria, ou seja, as vibrações moleculares para cada número de onda, em forma de transmitância⁽⁵⁾ ou absorbância⁽⁶⁾ [5, 36].

A maior parte dos estudos presentes na literatura realizam o FTIR na região média, com o número de onda variando de 400 cm^{-1} a 4000 cm^{-1} , onde se localizam as frequências vibracionais fundamentais [5, 36]. No entanto, para polímeros, a faixa de número de onda pode ser reduzida para 600 cm^{-1} a 4000 cm^{-1} , sem nenhuma perda para a caracterização do material.

As medições foram realizadas no Espectrômetro Shimadzu, modelo IR Tracer 100, com resolução de 4 cm^{-1} . Para as medidas, foi utilizado um acessório de refletância total atenuada (ATR), constituído por um cristal misto de Diamante e Seleneto de Zinco (ZnSe). Os espectros obtidos foram corrigidos para a temperatura de $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ e os resultados são apresentados na forma de gráficos, correlacionando a transmitância em porcentagem (%) com o número de onda (cm^{-1}), conforme exemplo da Figura 32.

Os picos observados no espectro correspondem com a absorção de radiação relacionada à vibração molecular de determinado grupo químico funcional. Comparando o número de onda do espectro FTIR com dados presentes na literatura, conforme Tabela 6, pode-se concluir a que material corresponde a amostra analisada, assim como a estrutura

⁽⁵⁾ Transmitância: energia luminosa que atravessa a espessura do material sem ser absorvida [32].

⁽⁶⁾ Absorbância: energia luminosa que é absorvida pelo material [32].

química e suas características. Neste caso, a presença de picos, ou o aumento relativo de suas intensidades, representa que o material contém ou aumentou a concentração do respectivo grupo funcional. No caso de materiais envelhecidos, por exemplo, o aumento na transmitância referente à faixa de número de onda de 3500 cm^{-1} a 3200 cm^{-1} , correspondente ao grupo funcional hidroxila e de 1730 cm^{-1} à 1700 cm^{-1} , correspondente ao grupo funcional carbonila, indica oxidação do material, caracterizando degradação [62]. Outras informações além das descritas na Tabela 6 podem ser interpretadas do espectro FTIR, porém, não serão analisadas neste trabalho.

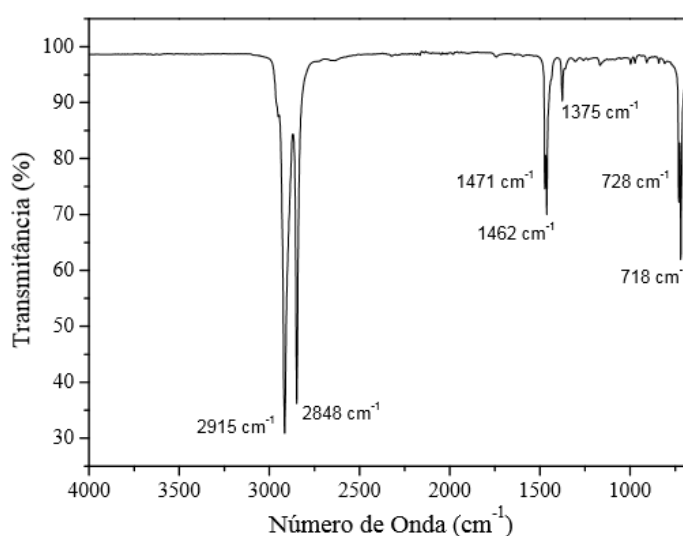


Figura 32 – Exemplo de gráfico do FTIR para invólucros de para-raios. Fonte: [33].

Tabela 6 – Relação entre a resposta ao número de onda do infravermelho com o grupo funcional presente no material. Fonte: [4, 62].

Número de onda (cm^{-1})	Grupo Funcional	Elementos Químicos	Indicações
3500 - 3200	Hidroxilas	O-H	i
3000 - 2600	Metileno	C-H	ii
1850 - 1600	Carbonila	C-O	iii
1550 - 1300	Metileno	C-H	iv
1300 - 1000	Éter e Éster	C-O	v
1000 - 650	Metileno	C-H	vi

Com base nos resultados obtidos, pode-se calcular o índice de oxidação (IO) do material, relacionando a intensidade do pico do grupo funcional hidroxila ou carbonila, com a intensidade do pico do grupo funcional metileno, presente no número de onda de 3000 cm^{-1} a 2600 cm^{-1} . Porém, neste trabalho, o IO é calculado considerando o grupo funcional

carbonila, conforme a equação (4). Neste caso, Abs_{ii} e Abs_{iii} representam, respectivamente, as intensidades de pico do grupos funcionais metileno e carbonila.

$$IO = \frac{Abs_{iii}}{Abs_{ii}} \quad (4)$$

Portanto, por meio dos resultados obtidos neste ensaio, é possível determinar a composição química e o índice de oxidação do XLPE dos cabos cobertos. Analisando os resultados pode-se verificar quais alterações químicas ocorreram devido ao envelhecimento do XLPE.

4.2.2 Termogravimetria (TGA)

O objetivo da realização do ensaio de termogravimetria é estabelecer a faixa de temperatura em que ocorre a decomposição do material e verificar sua estabilidade térmica. Neste ensaio a amostra é submetida à elevação de temperatura em uma taxa de aquecimento constante, registrando a massa do material. Em relação às amostras envelhecidas, por meio do TGA é possível identificar modificações nas cadeias poliméricas em função do envelhecimento e degradação do material [33].

O equipamento utilizado neste ensaio é o TGA-50 Shimadzu, que pode variar a temperatura da condição ambiente até 1000 °C, podendo medir, com precisão, até 20 mg. Pequenas amostras do polímero foram retiradas dos cabos cobertos (entre 10 mg e 15 mg) e inseridas no equipamento que realiza o ensaio em atmosfera inerte (gás nitrogênio 5.0 analítico). O equipamento foi ajustado para variar a temperatura de 25 °C a 800 °C.

Os resultados do TGA são descritos em forma de gráfico, correlacionando a massa do material com a temperatura de elevação (*massa x temperatura*). Usualmente, o XLPE presente nos componentes elétricos tende a perder sua massa de forma suave (em parte, linear) em uma determinada faixa de temperatura, ou seja, não há perda de massa em faixas distintas de temperatura. Desta forma, a derivada da curva *massa x temperatura* apresentará um pico na faixa de perda de massa, representando o valor de temperatura onde há a maior taxa de perda de massa.

A derivada da curva de TGA é conhecida por termogravimetria derivada (DTG). Com base nesta curva, através dos picos apresentados, é possível identificar em quantas etapas ocorreu a perda de massa do material.

Um exemplo das curvas *massa x temperatura* e DTG, pode ser visualizado na Figura 33, a qual apresenta também, a temperatura de pico da curva DTG, referente a maior taxa de perda de massa.

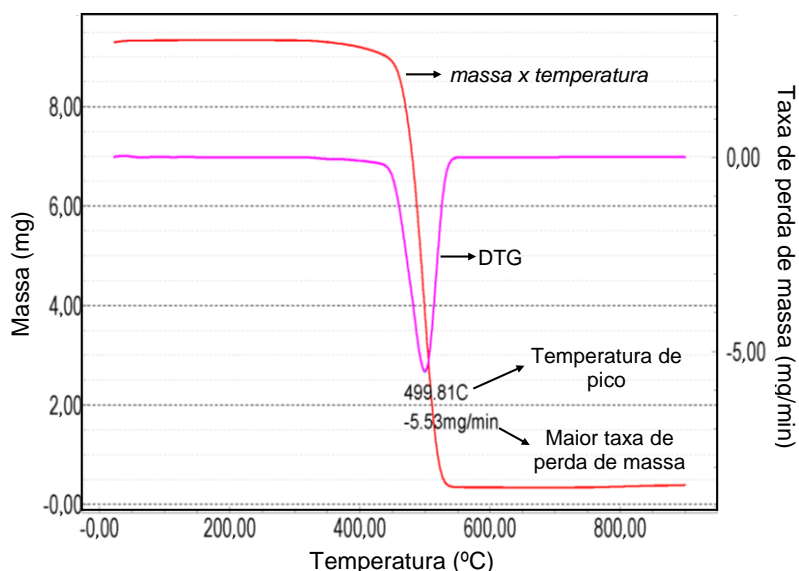


Figura 33 – TGA de amostra de XLPE: curvas *massa x temperatura* e DTG. Fonte: próprio autor.

Para cada amostra, foram realizados três ensaios, com taxas de aquecimento distintas. As taxas de aquecimento utilizadas foram de 10 °C/min, 20 °C/min e 30 °C/min [33]. Com base nas três taxas, foi possível determinar a energia de ativação (E) do processo de decomposição do material. Geralmente, a energia de ativação tende a diminuir para materiais envelhecidos em comparação com os materiais novos, em função da redução da massa molecular causado pela quebra das cadeias poliméricas [33].

Para análise da energia de ativação (E) da decomposição do material, foi utilizado o método de Kissinger [86]. Neste caso, a energia de ativação é dada pela equação (5), sendo R a constante do gás ideal, considerando a atmosfera onde a amostra é inserida, cujo valor é 8,314 (J/mol)×K. O parâmetro \emptyset representa a taxa de aquecimento utilizada no ensaio e T_p é a temperatura absoluta de pico da derivada da perda de massa, ou seja, onde ocorre a maior taxa de perda de massa, obtida da curva DTG. Portanto, a energia de ativação é dada pelo produto da derivada de uma reta, que depende \emptyset e T_p , e a constante R .

$$\left(\frac{d \left(\ln \left(\frac{\emptyset}{T_p^2} \right) \right)}{d \left(\frac{1}{T_p} \right)} \right) \times R = -E \quad (5)$$

Neste trabalho, a reta utilizada na derivada da equação (5) é obtida por meio das três taxas de aquecimento utilizadas. Para cada taxa de aquecimento, podem ser calculadas duas coordenadas, resultando em três pontos, com as componentes vertical e horizontal do gráfico dadas pelas equações (6) e (7), respectivamente [86]. Ao plotar os três pontos e ajustá-los a uma reta, é possível determinar a taxa de inclinação da reta (derivada da reta) e obter a energia de ativação da degradação do material através da equação (5).

$$\ln\left(\frac{\phi}{T_p^2}\right) \quad (6)$$

$$\frac{1}{T_p} \quad (7)$$

Um exemplo deste gráfico com quatro taxas de elevação de temperatura pode ser visualizado na Figura 34. Neste trabalho, foi adotado que o coeficiente de determinação de uma reta (R^2) entre os três pontos deve ser maior ou igual a 90%, abaixo disso, os três pontos não podem ser representados fielmente por uma reta, sendo necessário refazer o ensaio e reavaliar os resultados.

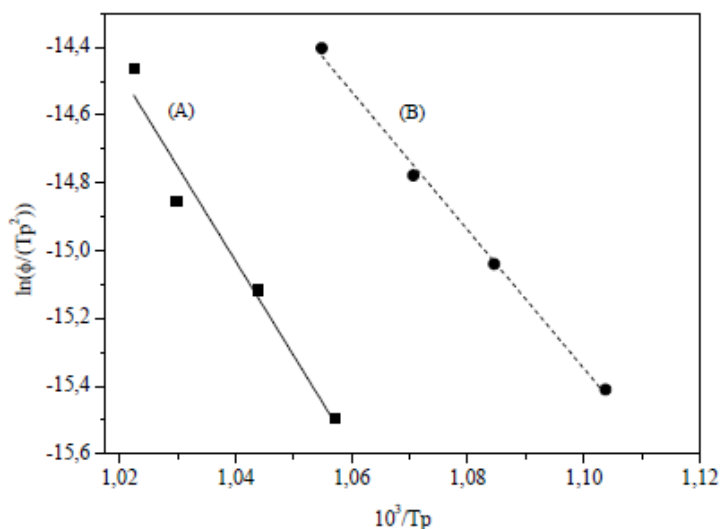


Figura 34 – Correlação entre $\ln(\phi/T_p^2)$ e $(1/T_p)$ de amostras de PEAD de para-raios de distribuição: (A) Novo; (B) Envelhecido. Fonte: [33].

Com base na análise da energia de ativação obtida através dos resultados dos ensaios, é possível verificar se o processo de envelhecimento das amostras causou danos estruturais no XLPE.

4.2.3 Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC)

As informações sobre as temperaturas de transição de fases podem ser obtidas através da Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC) [33]. O envelhecimento pode provocar cisão da cadeia polimérica e reações de oxidação no XLPE, podendo resultar em alterações na temperatura e na entalpia de fusão do material ($\Delta H_{\text{fusão}}$) [4]. A entalpia de fusão de um polímero é um processo endotérmico, indicando que o material absorve energia para fundir [36].

Para a execução deste ensaio, foi utilizado o Calorímetro Shimadzu, modelo DSC 60 plus, calibrado com amostras de Índio. A taxa de aquecimento ajustada foi de 10 °C/min, com temperatura de ensaio variando de 25 °C a 150 °C. As amostras de XLPE com massas de 4 mg a 8 mg foram inseridas no equipamento em uma atmosfera inerte, com a presença de gás nitrogênio analítico 5.0, a fim de evitar a presença de impurezas, umidade e de oxidação do material.

O resultado do DSC é dado em forma de gráfico, Figura 35, onde o eixo vertical é a energia emitida ou absorvida no processo e o eixo horizontal é o tempo de ensaio (ou temperatura). Através da análise da área correspondente ao pico de energia do processo de fusão do material, é possível obter o calor de fusão pela massa da amostra, a qual tende a ser menor para amostras envelhecidas. O tratamento da curva e obtenção da razão energia por massa da amostra foram realizados no programa computacional de análise de dados TA60 da Shimadzu.

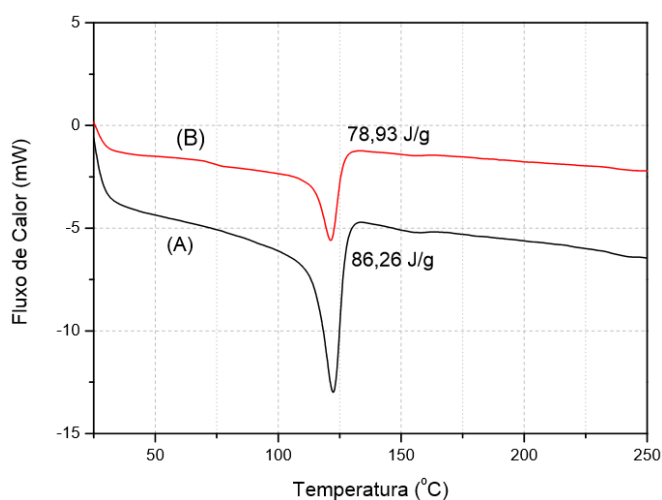


Figura 35 – Gráfico do DSC para XLPE de cabos cobertos, sendo (A) e (B) amostras nova e envelhecida, respectivamente. Fonte: [5].

4.2.4 Medição do Ângulo de Contato

A medição do ângulo de contato tem por finalidade determinar o grau de hidrofobicidade da superfície polimérica, ou seja, verificar a molhabilidade superficial do polietileno [33]. O comportamento da molhabilidade superficial dos componentes elétricos pode ser dividido em duas categorias: hidrofóbico e hidrofílico.

A superfície hidrofóbica apresenta maior resistência ao fluxo de água, evitando a formação de filmes de água. Por outro lado, a superfície hidrofílica é facilmente permeável, facilitando a formação de filamentos de água no material [5]. Um exemplo de superfície hidrofóbica e hidrofílica para invólucros poliméricos de para-raios de distribuição pode ser observado na Figura 36 [33].



Figura 36 – Molhabilidade de para-raios de distribuição: A) Para-raios novo, superfície hidrofóbica; B) Para-raios envelhecido, superfície hidrofílica. Fonte: [33].

A presença de filmes de água eleva a corrente de fuga na superfície do material, impactando na sua degradação. Este fato é agravado em ambientes de poluição elevada, como o caso de regiões litorâneas e áreas densamente industrializadas. Desta forma, deseja-se que o material isolante dos equipamentos e dispositivos elétricos instalados em ambientes externos tenham comportamento hidrofóbico, com formação de gotas ao invés de filmes contínuos de água [33].

Portanto, este trabalho avaliou a hidrofobicidade do XLPE utilizado no cabo coberto analisado, em sua condição nova e envelhecida. Para tanto, foram feitas medições do ângulo de contato com base na técnica de gota sêssil, utilizando água deionizada. Esta técnica consiste

na determinação do ângulo de contato (Θ) através das medições do raio (r) e altura (h) da gota, conforme indicado na Figura 37 e na equação (8) [5].

As medições foram realizadas no analisador de forma da gota Krüss, modelo DSA25. Para cada amostra, foram realizadas 60 medidas no período de 1 minuto, a fim de determinar a média das medidas e o comportamento da gota ao longo do tempo. Além disto, foram consideradas as superfícies hidrofóbicas as que apresentam ângulo de contato igual ou superior a 90° , e hidrofílicas, as que apresentam ângulo de contato inferiores à 90° [5].

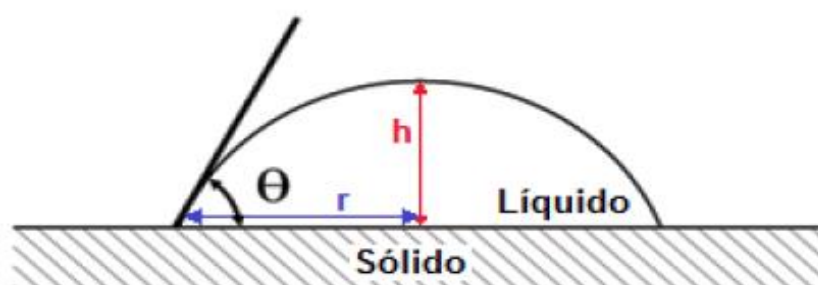


Figura 37 – Método da gota sessil para determinar o ângulo de contato. Fonte: [5].

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left[\frac{2rh}{r^2 + h^2} \right] \quad (8)$$

4.3 Ensaios de Acompanhamento - Elétricos

Os ensaios elétricos são fundamentais para avaliar as condições dos equipamentos e componentes do sistema elétrico e determinar se atendem as legislações, quando cabível, e as normas específicas, aumentando a confiabilidade do sistema.

Em relação à RDC, existem diversas normas que definem métodos de ensaio de forma individual para cada componente e equipamento utilizado na rede, avaliando diversas grandezas e apresentando, em certos casos, critérios de aprovação para os ensaios realizados. Entretanto, são raros os ensaios que avaliam os componentes de forma conjunta, do modo que são instalados na rede. Além disto, a maioria dos ensaios são especificados para os componentes e equipamentos em suas condições novas.

Conforme relatado anteriormente, sabe-se que o polietileno utilizado na RDC apresenta degradação acelerada em condições específicas, como ambiente de poluição pesada, altas temperaturas e altas umidades. Desta maneira, torna-se necessário avaliar não apenas a condição nova dos componentes e equipamentos, mas também o impacto de seu envelhecimento na rede elétrica, como por exemplo, na coordenação de isolamento da rede,

pois o envelhecimento pode fazer com que os componentes e equipamentos da RDC não atendam as especificações normalizadas.

Portanto, este trabalho adotou a utilização de três ensaios elétricos de acompanhamento, sendo estes, medição de DP, medição da CF e suportabilidade ao impulso atmosférico, a fim de avaliar a condição da isolação dos cabos cobertos e seus impactos na RDC, considerando o estado novo do material e envelhecido em laboratório. Por se tratar de um ensaio destrutivo, o ensaio de impulso foi o último a ser realizado. Para efeito de comparação, os ensaios foram realizados também em cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Os métodos para realização e avaliação dos resultados desses ensaios são descritos neste item.

A metodologia para os ensaios de medição de DP e medição da CF foram desenvolvidas por este trabalho, enquanto que os ensaios de suportabilidade ao impulso atmosférico se basearam na metodologia apresentada em [2].

4.3.1 Medição de Descargas Parciais (DP)

As medições de DP fornecem subsídios para analisar a condição da isolação dos equipamentos elétricos. Para grande parte dos equipamentos e componentes elétricos, os procedimentos para a realização do ensaio e os níveis aceitáveis de DP são normalizados. Desta maneira, é comum encontrar na literatura trabalhos avaliando os níveis e tipos de DP para diversos equipamentos do sistema elétrico, principalmente para os de elevada potência e valor comercial.

Entretanto, raros são os trabalhos que avaliaram o nível de DP das RDCs, tanto de forma conjunta como de forma separada, considerando cada componente do sistema. Este fato está correlacionado com a inexistência de metodologia de ensaio de DP normalizada para a maioria dos componentes da RDC. Sendo assim, este trabalho considera um método próprio de ensaio, a fim de analisar dois parâmetros: Nível de DP e Tensão de Extinção da DP.

As descargas foram medidas através de um conjunto de medição, composto por um filtro e medidor Haefely, um detector de DP, modelo DDX 9121b, e um programa computacional de aquisição de dados. Para os ensaios, foram utilizadas amostras de cabo com 5 metros de comprimento, sendo ensaiadas 5 amostras para cada condição (novas, envelhecidas em 500 horas e 1000 horas em laboratório e retiradas da rede elétrica). Para cada condição, foi utilizado apenas um isolador em bom estado, ou seja, não houve variação dos

isoladores. Isto foi adotado para concentrar as análises apenas nos cabos cobertos (foco principal desse trabalho), eliminando a influência do isolador na variação das amostras.

A fonte de tensão e o medidor de DP foram inseridos em uma das extremidades do cabo coberto, com a outra em aberto. Para evitar a presença de corona durante os ensaios, as pontas foram blindadas através de uma malha metálica e isoladas ao longo do ensaio.

A estrutura utilizada foi a CE2, com o cabo coberto e isolador instalados na posição B (ver Figura 15). Esta posição foi a escolhida pois é a mesma utilizada no ensaio de suportabilidade ao impulso atmosférico, conforme será apresentado no item 3.3.3 deste trabalho. Um exemplo da posição do isolador polimérico e do cabo coberto na estrutura CE2 durante a realização dos ensaios de DP pode ser visualizado na Figura 38 A). Na Figura 38 B) e C) estão contidas as imagens da ponta do cabo que foi blindada e isolada ao longo do ensaio para evitar a ocorrência das descargas corona.

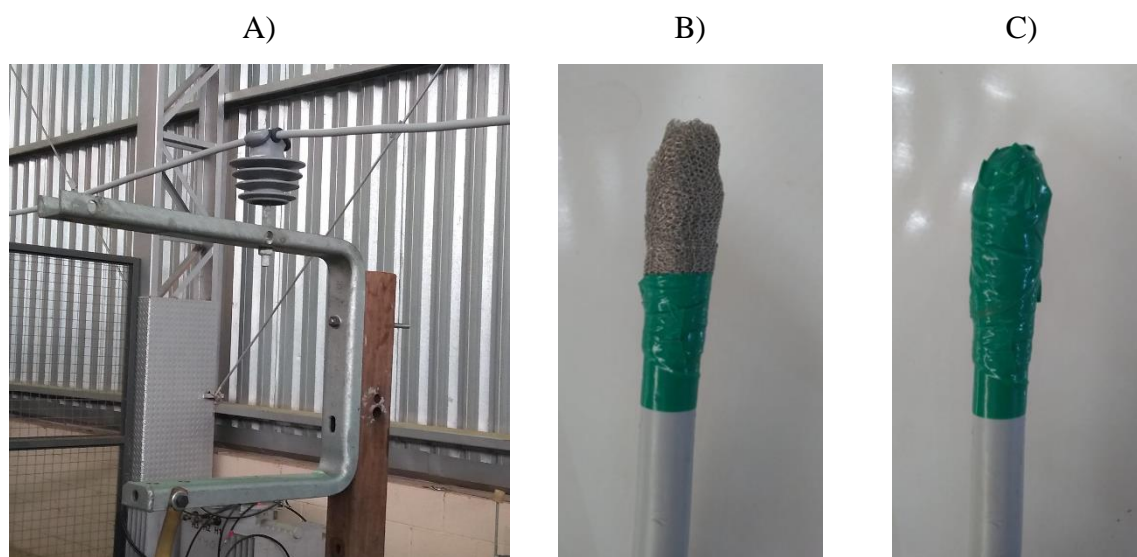


Figura 38 – Arranjo para o ensaio de DP: A) Posição do isolador e cabo coberto na estrutura CE2; B) Ponta do cabo coberta por malha metálica; C) Ponta com a malha metálica e isolada. Fonte: próprio autor.

Antes da energização do circuito de ensaio, registrou-se o ruído ambiente ao longo de 10 segundos, este ruído foi utilizado como referência nas demais medições para distinguir DP de ruído ambiente.

A metodologia de ensaio adotada, considera a aplicação máxima de tensão referente à 1,5 pu da tensão nominal fase-terra do sistema, conforme Figura 39. Desta maneira, a tensão é elevada até 12 kV (1,5 pu), permanecendo neste valor por 90 segundos e registrando-se as descargas resultantes.

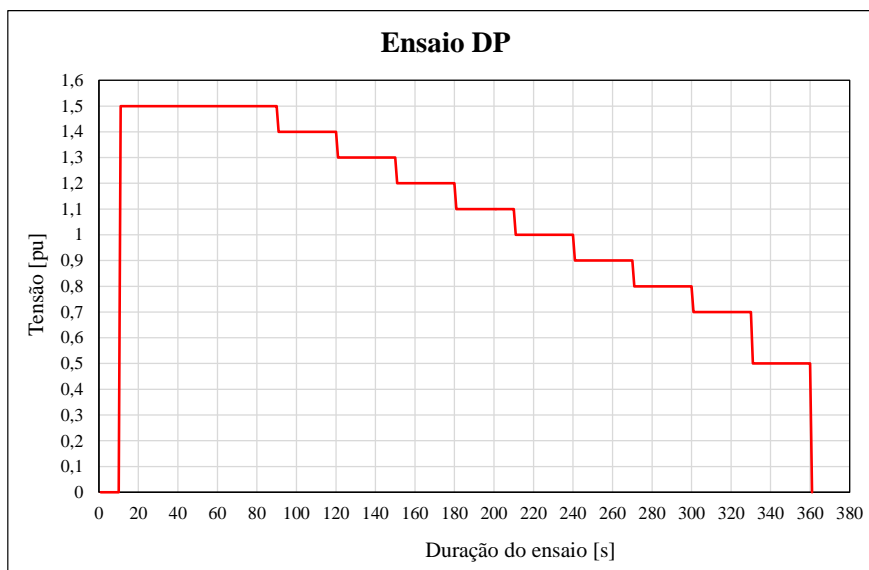


Figura 39 – Níveis de tensão e duração do ensaio de DP. Fonte: próprio autor.

Em seguida, a tensão é reduzida a 1,4 pu, mantida neste valor por 30 segundos e com o nível de DP sendo registrado. A tensão é reduzida novamente a 1,3 pu, permanecendo no respectivo valor por mais 30 segundos e, novamente, as descargas são registradas. Este procedimento se repete até o nível de tensão igual à 0,7 pu. Após este nível, a tensão é reduzida para 0,5 pu. Por fim, o sistema é desenergizado.

O valor de DP em cada nível de tensão é registrado, assim como a tensão para extinção da descarga. De acordo com a norma ABNT NBR 15650 [87], relacionada à isoladores poliméricos de uso interno em aplicações de 1 kV até 245 kV, a tensão de extinção das descargas parciais não deve ser inferior à 1,1 vez a tensão máxima de operação do sistema (15 kV) dividida pela raiz quadrada de 3, resultando em aproximadamente 9,5 kV. Tal valor foi considerado como o de referência neste trabalho.

Neste trabalho, as DP caracterizadas como descargas corona, embora destacadas, não foram analisadas. Ao longo do ensaio, a distinção das descargas corona das demais DP se deu através da avaliação dos pontos onde as descargas se acumularam em relação ao ângulo de fase da tensão senoidal. As descargas corona ocorrem na região próxima aos picos da tensão [88, 89]. Na Figura 40, é apresentado um exemplo da aglomeração das DP ao longo da tensão senoidal. O fato de as descargas estarem concentradas nos picos da tensão, classifica-as como descargas corona. Esta metodologia foi utilizada para todas as medições de DP realizadas neste trabalho. Além disso, uma antena foi utilizada para verificar o local das descargas, auxiliando na distinção de descargas corona das demais descargas parciais.

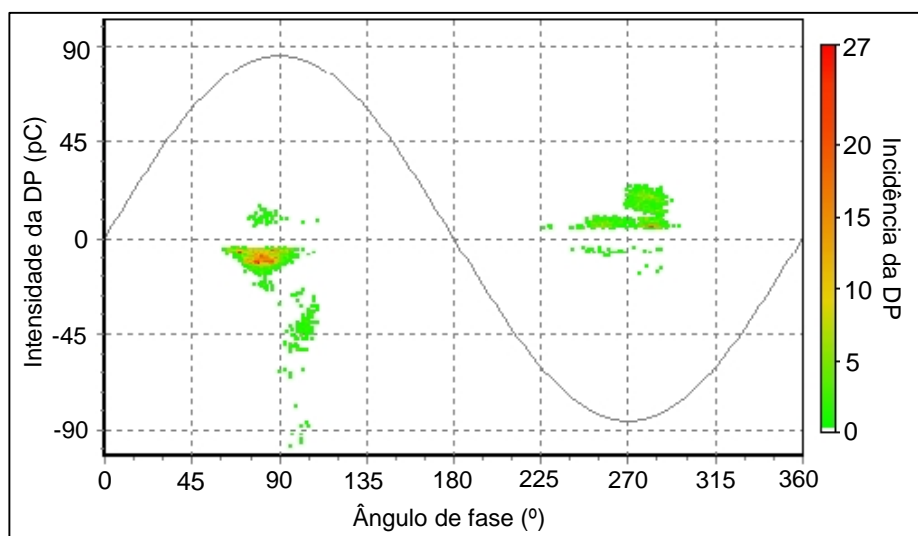


Figura 40 – Exemplo do registro da aglomeração das DP. Fonte: próprio autor.

4.3.2 Medição da Corrente de Fuga (CF)

Semelhante ao ensaio de DP, não há procedimento normalizado para realizar o ensaio de medição de Corrente de Fuga (CF) nos componentes da RDC. Portanto, este trabalho considera uma metodologia própria, mensurando a corrente de fuga do conjunto cabo coberto e isolador polimérico em três níveis de tensão, 16 kV, 12 kV e 8 kV, iniciando-se do maior para o menor.

O arranjo de ensaio é o mesmo apresentado na Figura 38, com amostras de cabo de 5 metros de comprimento. Para cada condição (novo, 500 horas envelhecidas e 1000 horas envelhecidas e retiradas da rede elétrica), foram ensaiadas 5 amostras de cabo, porém, somente um isolador, com a finalidade de concentrar a análise nos cabos cobertos.

Entre a estrutura CE2 e o ponto de aterramento, é inserido um resistor *shunt* no valor de 72 k Ω , sendo a tensão medida entre seus terminais com auxílio de um osciloscópio. Neste caso, são registrados o valor RMS da tensão aplicada na amostra (V_e) e da tensão medida no resistor *shunt* (V_s). O valor da CF para cada nível de tensão é calculado através da equação (9).

$$CF = \frac{V_s}{72000} \quad (9)$$

A forma de tensão senoidal utilizada no ensaio, com frequência de 60 Hz, foi fornecida por um gerador de funções, conectado a um amplificador de sinal. A utilização do gerador de funções evita a presença de ruídos e distorções presentes na tensão fornecida pela rede. O sinal de tensão amplificado foi aplicado no enrolamento de baixa tensão de um transformador

elevador, cuja a relação é 220:80000 V. O enrolamento de alta tensão do transformador elevador foi conectado ao cabo coberto sob ensaio. O diagrama esquemático do ensaio de CF é mostrado na Figura 41.

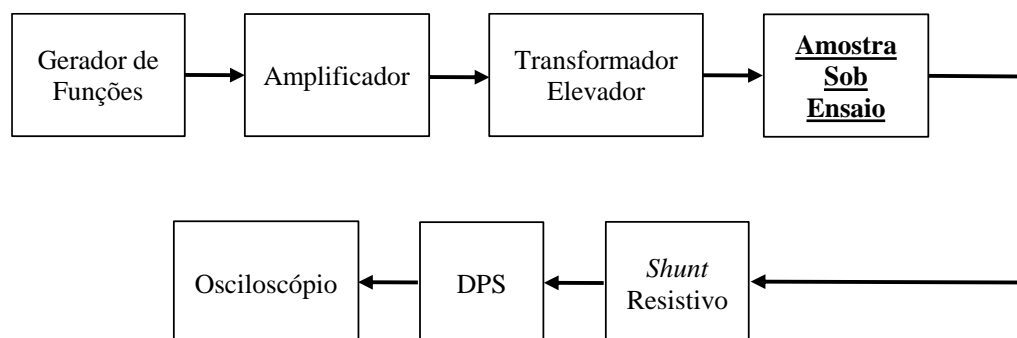


Figura 41 – Diagrama esquemático do ensaio para medição da CF. Fonte: próprio autor.

Repara-se, na Figura 41, a presença de um Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), utilizado para evitar que falhas na isolação do conjunto cabo coberto e isolador polimérico se propaguem para o osciloscópio. O DPS é conectado ao canal de entrada do osciloscópio.

4.3.3 Ensaio de Suportabilidade ao Impulso Atmosférico

Neste trabalho são considerados dois métodos para avaliação da suportabilidade ao impulso atmosférico das RDC nas condições analisadas (nova, envelhecidas artificialmente em 500 horas e 1000 horas e retiradas da rede elétrica). O Nível Básico de Impulso (NBI) da rede analisada é de 95 kV.

Primeiramente, efetuou-se o ensaio de disrupção, com a finalidade de determinar a tensão causadora da ruptura da camada protetora do cabo. Após a disrupção, realizou-se a segunda avaliação, determinando a tensão disruptiva crítica (tensão $U_{50\%}$) para o cabo rompido no primeiro ensaio.

A avaliação foi realizada considerando a estrutura trifásica CE2, no entanto, os ensaios foram executados de forma monofásica, com os cabos instalados na posição B da estrutura, conforme Figura 15. Esta posição foi escolhida pois é a crítica na avaliação da suportabilidade à impulso atmosférico para cabos novos, conforme mencionado no subitem 2.3.1.

As avaliações realizadas no LAT-EFEI em isoladores de porcelana de redes de distribuição convencionais e equipamentos de manobra (chave seccionadora e chave fusível) de redes de distribuição convencionais e compactas [23], indicaram a forma de impulso

1,2 x 50 μ s mais crítica se comparada a diversas outras formas de impulso não padronizadas. Desta maneira, este trabalho adotou-se a forma de impulso padronizada para análise da suportabilidade da RDC frente aos surtos causados por descargas atmosféricas.

Também com a finalidade de representar a pior condição, os impulsos aplicados nas amostras foram de polaridade positiva [2]. Nesta polaridade, amostras de cabo com 5 metros de comprimento são suficientes para evitar a ocorrência de descargas disruptivas parciais ao longo do ensaio [2]. Para cada condição, foram ensaiadas 5 amostras de cabo coberto e 1 isolador polimérico, a fim de restringir as análises no impacto da condição do cabo coberto na suportabilidade da RDC.

A disposição do cabo na estrutura foi realizada de forma a manter sua perpendicularidade em relação a estrutura CE2, conforme Figura 42. Neste caso, os cabos são presos em suas extremidades através de grampos de ancoragem, Figura 43, componente comumente utilizado na rede.



Figura 42 – Arranjo para o ensaio de impulso atmosférico na RDC, com a estrutura CE2 perpendicular ao cabo coberto. Fonte: próprio autor.



Figura 43 – Grampo para fixação das extremidades do cabo coberto ensaiado e conexão entre o condutor do cabo e o gerador de impulsos atmosféricos através de um tento de alumínio. Fonte: próprio autor.

Os ensaios foram executados através de um gerador de impulsos atmosféricos, marca Haefely, de tensão máxima igual a 450 kV, seis estágios e energia total de 1,25 kJ. Os impulsos aplicados nas amostras foram mensurados por meio de um sistema de medição composto por um divisor resistivo e um osciloscópio.

Tanto o parâmetro tensão de disrupção ao impulso atmosférico quanto a tensão $U_{50\%}$, foram corrigidas para as condições ambientais padronizadas, conforme os procedimentos descritos na norma IEC 60060-1 [41].

4.3.3.1 Ensaio de Disrupção ao Impulso Atmosférico

O procedimento para a realização do ensaio de disrupção ao impulso atmosférico consiste na aplicação de 5 impulsos em um nível inicial de tensão, definido de forma a garantir que o trecho de RDC ensaiado irá suportar a solicitação imposta [2]. Posteriormente, a tensão é acrescida em 10 kV e mais 5 impulsos são aplicados. A tensão é acrescida novamente em 10 kV e outros 5 impulsos são aplicados sobre as amostras. Este procedimento se repete até a ocorrência da descarga disruptiva, rompendo a camada protetora do cabo de média tensão [2]. Ao longo do ensaio, as tensões de pico são registradas, sendo a tensão causadora da ruptura o parâmetro de interesse para a avaliação da suportabilidade do trecho de RDC ensaiado.

Com a finalidade de garantir a independência entre os impulsos aplicados, os ensaios são realizados considerando a remoção da carga superficial após cada aplicação de impulso de tensão, através de um bastão de aterramento com gancho moldado para cobrir toda a área do cabo.

Após o rompimento do cabo coberto, é realizada uma inspeção visual a fim de avaliar o ponto de ruptura e determinar a distância de arco (d_a), que consiste na menor distância entre o local energizado (ou ponto rompido) e a base aterrada [23]. A distância de arco é utilizada na correção da tensão de disrupção para as condições ambientais padronizadas. As condições ambientais são anotadas no início e no final do ensaio. Além disto, a distância do furo até o centro do isolador também é registrada para análise. Um exemplo de como são obtidos os parâmetros d_a e a distância do furo até o centro do isolador polimérico pode ser visualizado na Figura 44.

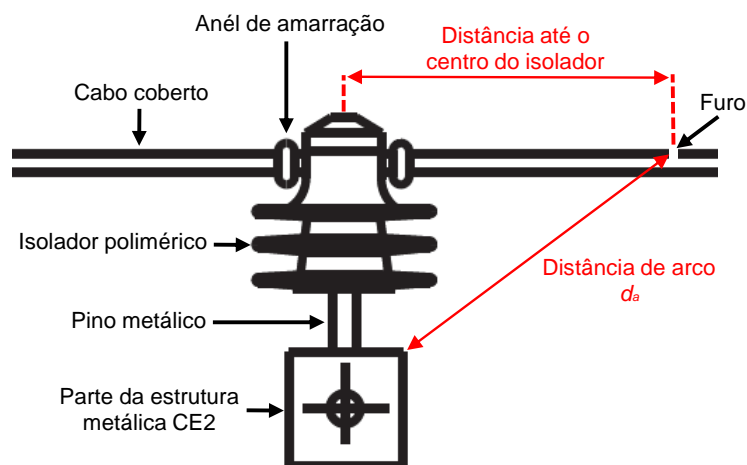


Figura 44 – Ilustração para exemplificar como são obtidos os parâmetros “distância do furo até o centro do isolador polimérico” e “distância de arco – d_a ”. Fonte: próprio autor.

Para cada condição, os resultados obtidos das 5 amostras de cabo coberto foram avaliados separadamente e estatisticamente, considerando a média. Entre cada condição analisada, foram feitas comparações a fim de determinar o desempenho dielétrico da RDC em relação aos isoladores de porcelana, chaves seccionadoras e chaves fusíveis, além de avaliar o impacto do envelhecimento do cabo coberto na suportabilidade frente aos surtos causados por descargas atmosféricas.

4.3.3.2 Determinação da Tensão Crítica Disruptiva (Tensão $U_{50\%}$)

Neste trabalho, a tensão crítica disruptiva (tensão $U_{50\%}$) é o parâmetro utilizado para avaliar a suportabilidade da RDC após a ruptura da proteção polimérica dos cabos no ensaio de disrupção ao impulso atmosférico.

O método mais utilizado para determinar a tensão $U_{50\%}$ é o *Up and Down* (método dos acréscimos e decréscimos). Se comparados com os demais métodos, níveis múltiplos e descargas sucessivas, por exemplo, o *Up and Down* apresenta ótima exatidão no resultado obtido e é experimentalmente simples de se realizar [17]. Portanto, este trabalho utiliza o método dos acréscimos e decréscimos normalizado para obtenção da tensão $U_{50\%}$, cujos procedimentos estão descritos na norma IEC 60060-1 [41].

No procedimento padronizado por norma, o primeiro nível de tensão u_0 , conforme Tabela 7, não deve apresentar descarga disruptiva na isolação do componente ensaiado. Nesse nível é necessário pelo menos duas aplicações de tensão ao longo de todo o ensaio. O valor de pico da tensão deve ser elevado em um passo Δu fixo, passando para o nível u_1 . Caso não ocorra descarga disruptiva, a tensão é novamente acrescida em Δu passando para o nível u_2 ,

do contrário, a tensão é decrescida em Δu , retornando ao nível u_0 . O procedimento se repete até completar 35 aplicações, número superior ao mínimo recomendado por norma, que é de 15 aplicações [17, 41].

Tabela 7 – Método dos acréscimos e decréscimos padronizado, sendo: X - ocorrência da descarga disruptiva; 0 - não ocorrência da descarga disruptiva. Fonte: [17].

<i>Tensão Aplicada</i>	<i>Aplicações</i>												
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>...</i>	<i>n</i>
\vdots													
u_i													
u_3				X									
u_2			0		X						X		X
u_1		0				X		X		0		...	
u_0	0						0		0				
\vdots													

Em três instantes durante o ensaio, são registradas as condições ambientais, com a finalidade de efetuar a correção da tensão de pico para as condições ambientais padronizadas. Na correção, é utilizada a distância de arco obtida no ensaio de disrupção à impulso atmosférico.

Considerando que a probabilidade do evento descarga disruptiva é representada por uma distribuição normal, com base na sequência de impulsos aplicados, a tensão $U_{50\%}$ é calculada pela equação (10).

$$U_{50\%} = \frac{1}{n_t} \sum_{i=1}^{N_t} u_i k_{ui} \quad (10)$$

Na equação, n_t representa o número total de aplicações, fixada em 35. N_t é o número de níveis de tensão aplicados, que neste caso, variou entre 4 e 7. A nomenclatura u_i corresponde ao valor de pico da tensão de impulso para o nível i e k_{ui} é o número de aplicações em cada nível sem levar em consideração o tipo de ocorrência (descarga disruptiva ou não).

Através da equação (11), pode-se determinar o desvio padrão (σ), conforme equação.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n_t - 1} \sum_{i=1}^{N_t} (u_i - U_{50\%})^2} \quad (11)$$

Os resultados contidos no item 4.3.3 do *Capítulo 4* foram obtidos mediante as equações descritas anteriormente e uso de um programa computacional desenvolvido pelo LAT-EFEI, denominado “*Método de Ensaio e Análise Estatística – MEAE*” [90].

Ao contrário do ensaio de disrupção a impulso atmosférico, ao longo do ensaio *Up and Down* não houve remoção de carga através do bastão de aterramento. Isto foi adotado pois ensaios preliminares indicaram que após a ocorrência da disrupção, não foram constatadas descargas disruptivas parciais, independente da distância do furo ao centro do isolador, e a aleatoriedade das ocorrências de descargas disruptivas, fenômeno típico do ensaio *Up and Down*, estava mantida sem a remoção de carga. Além disto, ensaios realizados com e sem remoção de carga para cabos rompidos apresentam os resultados da tensão $U_{50\%}$ estatisticamente iguais.

Os resultados da tensão $U_{50\%}$ obtidos foram correlacionados com as distâncias dos furos ao centro do isolador polimérico. Também foram avaliados os impactos da ruptura da isolação do cabo na suportabilidade da RDC frente aos surtos causados por descargas atmosféricas.

4.4 Preparação das Amostras Envelhecidas para Realização dos Ensaio Físico-Químicos e Elétricos

Neste trabalho foi adotado uma metodologia para preparação das amostras envelhecidas artificialmente, a fim de utilizá-las nos ensaios de acompanhamento. Com isto, obteve-se a padronização das amostras para a realização dos ensaios, evitando a aleatoriedade dos pontos analisados. A sequência dos ensaios está descrita na Figura 45.

Conforme descrito no fluxograma contido na Figura 45, no final de cada ensaio de envelhecimento, mediu-se 2,5 metros de cabo coberto de cada lado do isolador, cortando o cabo no ponto medido. Desta maneira, é obtida uma amostra de 5 metros de cabo coberto envelhecido.

Após o ensaio de suportabilidade ao impulso atmosférico, a amostra foi novamente seccionada, separando 40 cm de cabo coberto (20 cm de cada lado do isolador) para a realização dos ensaios físico-químicos.

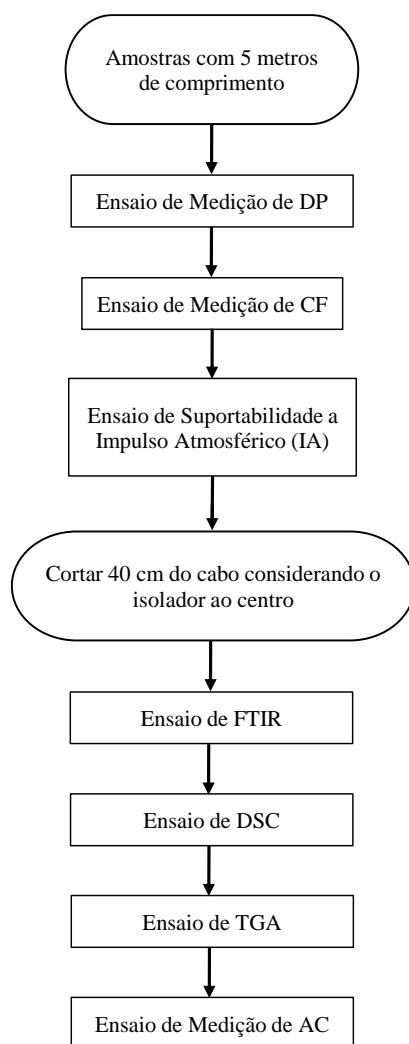


Figura 45 – Fluxograma com a ordem de realização dos ensaios físico-químicos e elétricos. Fonte: próprio autor.

5 Resultado dos Ensaios e Análises

Neste capítulo são apresentados os resultados e suas análises, conforme metodologia proposta no *Capítulo 4*, buscando subsidiar as discussões dos objetivos propostos neste trabalho. A classe de tensão das amostras ensaiadas é de 15 kV, com o NBI de 95 kV.

Embora o objetivo deste trabalho tenha como foco os cabos cobertos, em algumas partes do trabalho também são catalogadas e analisadas as falhas presentes nos isoladores e suas influências na RDC, quando necessário.

As amostras de cabos cobertos e isoladores poliméricos utilizados nos ensaios, em suas condições novas e envelhecidas em laboratório, são correspondentes aos fabricantes denominados X e H, respectivamente. Por outro lado, os cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig e analisados neste trabalho, correspondem a três fabricantes distintos, denominados como Y, Z e T.

Primeiramente, neste capítulo são apresentados os resultados e as análises dos ensaios realizados nos componentes novos, seguidos dos componentes envelhecidos através dos dois métodos de envelhecimento. Na sequência, são apresentados os resultados dos ensaios realizados para as amostras retiradas da rede elétrica da Cemig, comparando-os com os resultados obtidos para os componentes novos e envelhecidos. Vale ressaltar que, por se tratarem de fabricantes distintos, essa comparação terá caráter informativo. Por fim, também são feitas comparações entre a suportabilidade dielétrica das RDCs e a suportabilidade dielétrica das redes de distribuição convencionais.

Para os dois métodos de envelhecimento, antes do início dos ensaios, foi preparada a solução salina utilizada na névoa, adicionando 10 kg de Cloreto de Sódio (NaCl) em uma caixa de 2 mil litros de água, resultado em 6,3 mS/cm de condutividade. No transcorrer do ensaio, o volume da solução salina reduziu, sendo necessário adicionar novamente água e NaCl, porém, garantindo que a condutividade da solução permanecesse na faixa de 6,3 mS/cm \pm 0,63 mS/cm, ou seja, considerando uma variação de \pm 10% (adotado neste trabalho).

Em relação aos ensaios físico-químicos, não foram analisados os pontos carbonizados do XLPE (erosão ou trilhamento) devido ao envelhecimento. De fato, o objetivo do trabalho em relação aos ensaios físico-químicos é analisar as modificações estruturais no XLPE e não as falhas observadas.

Os ensaios elétricos foram realizados considerando o cabo coberto e isolador polimérico situados na posição B da estrutura CE2 da RDC. No entanto, com a finalidade de

concentrar as análises no cabos cobertos, conforme descrito no item 3.3, os ensaios foram realizados em 5 amostras de cabo coberto de cada condição e um isolador polimérico.

Nos casos em que um ou dois resultados foram excluídos do cálculo da média devido a desvios em relação aos demais, o novo valor calculado foi o utilizado nas análises.

Ao todo, foram realizados 25 ensaios para cada tipo de ensaio de acompanhamento e 3.000 horas de envelhecimento. Apenas para os ensaios de *Up and Down*, foram aplicados 875 impulsos de tensão. Essa contabilização não leva em consideração os testes iniciais e os ensaios descartados por decisão técnica, cujas causas estão ligadas a diversos fatores, como queda de energia, manutenção/substituição de equipamentos, ajuste do disparado do gerador de impulsos. Por fim, para o desenvolvimento desse trabalho, contabilizou-se aproximadamente dois anos de trabalho laboratorial, considerando os processos de escolha e preparação das amostras, arranjo das áreas de ensaio, testes iniciais, execução dos ensaios, reensaio (quando necessário), entre outros processos.

5.1 Análise dos Resultados dos Ensaios de Acompanhamento nas Amostras Novas

Neste item, são apresentados os resultados dos ensaios nas amostras novas analisadas neste trabalho. Primeiramente são analisados os resultados dos ensaios físico-químicos, a fim de caracterizar o XLPE presente nos cabos novos. Por fim, são apresentados os resultados dos ensaios elétricos.

Os parâmetros obtidos para os componentes novos são utilizados como referência para analisar a eficácia dos métodos de envelhecimento desenvolvidos e a qualidade das amostras.

5.1.1 Ensaio Físico-Químico

Na Figura 46, estão contidos os espectros FTIR das 5 amostras novas de cabo coberto, sendo o gráfico “A)” referente às curvas sobrepostas, e no gráfico “B)”, as curvas estão deslocadas no eixo vertical, para melhor visualização dos picos. Os picos de absorção observados no espectro da Figura 46 foram sinalizados como “i”, “ii”, “iii”, “iv”, “v” e “vi”. Este picos são os mesmos contidas na Tabela 6 do item 4.2.1, indicando no gráfico, o número de onda de cada um dos grupos funcionais presentes no XLPE dos cabos.

As indicações “ii”, “iv” e “vi” presentes na Figura 46 referem-se às bandas características do polietileno, relativas ao grupo funcional metileno (CH₂), ou seja, às ligações

C-H [5]. As indicações “*i*” e “*v*” são relacionadas, respectivamente, ao estiramento da ligação O-H e C-O, as quais indicam oxidação do material [36]. O mesmo ocorre com a indicação “*iii*”, que está relacionada ao grupo funcional carbonila (ácidos carboxílicos, cetonas e aldeídos) [5].

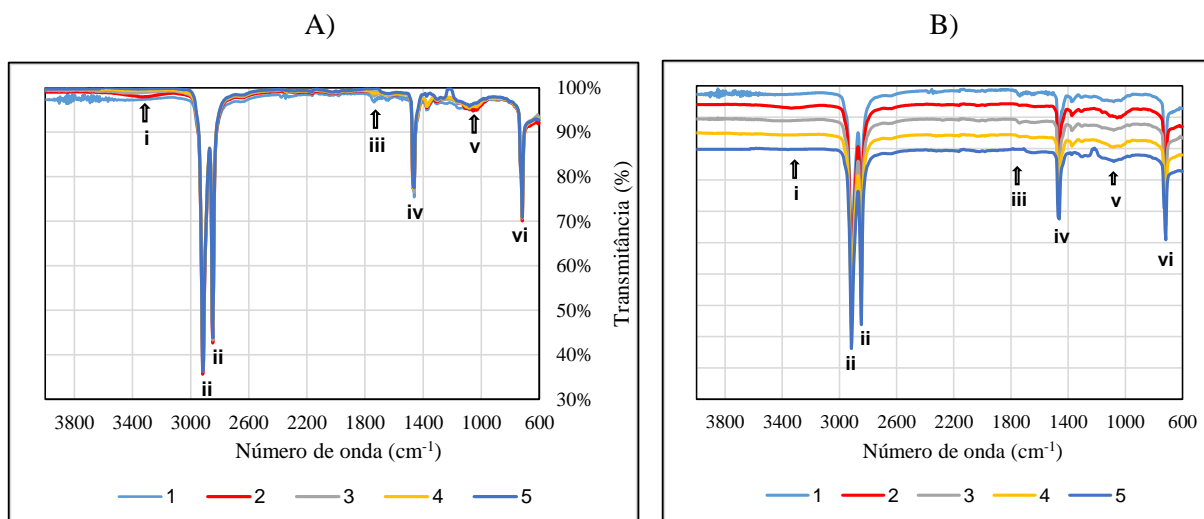


Figura 46 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos novos, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. A) Curvas sobrepostas; B) Curvas deslocadas. Fonte: próprio autor.

Analisando-se a Figura 46, repara-se que parte das amostras novas apresentam-se debilmente oxidadas, conforme pode ser observado por meio dos picos obtidos na indicação “*i*” para a amostra 2, indicação “*iii*” para a amostra 1 e 3 e indicação “*v*” para todas as amostras. Essa constatação corrobora com os resultados obtidos em outros trabalhos desenvolvidos pelo LAT-EFEI, [5, 20], mencionando que a oxidação do cabo novo pode estar relacionada com o processo de manufatura do cabo. Adicionalmente, as diferenças entre os espectros das 5 amostras novas indicam não uniformidade do cabo coberto para o fabricante X.

Em relação aos índices de oxidação (OI), na Tabela 8 estão contidos os resultados relativos ao XLPE novo, calculados por meio da equação (4) presente no item 4.2.1. Repara-se que os resultados coincidem com as análises realizadas para a Figura 46, indicando leve oxidação na condição nova dos cabos cobertos e baixa uniformidade do material, destacada devido à dispersão observada entre os resultados.

Na média, o OI obtido para todas as amostras novas analisadas é de 1,8%, com desvio padrão de 1,0%. Em relação aos resultados de cada amostra, a pior condição se deu para o cabo 1, enquanto a melhor foi observada para o cabo 2. Porém, o cabo 1 apresentou resultado

inconsistente em relação aos demais, considerado portanto um *outlier*. Nesse sentido, refazendo a média para os demais obtém-se o valor de 1,4%, com desvio padrão de 0,5%.

Tabela 8 – Índices de oxidação das amostras de XLPE dos cabos cobertos novos. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Índice de Oxidação - OI	Média	Média sem a Amostra 1
Novo	1	X	3,4%	1,8%	1,4 %
	2	X	0,8%		
	3	X	2,1%		
	4	X	1,2%		
	5	X	1,5%		

Por outro lado, conforme nota-se na Tabela 9, as energias de ativação (E) da decomposição do polietileno (perda de massa) são menos dispersas entre si. Este parâmetro foi obtido do ensaio de TGA. Na média, a energia de ativação para a condição nova do XLPE estudado é de $237,3 \text{ kJ.mol}^{-1}$, com desvio padrão de $6,5 \text{ kJ.mol}^{-1}$. Analisando separadamente por amostra, repara-se que a pior e melhor condição se deu para os cabos 1 e 3, respectivamente.

Tabela 9 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos novos. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Energia de Ativação - E (kJ.mol^{-1})	Média (kJ.mol^{-1})
Novo	1	X	230,2	237,3
	2	X	234,5	
	3	X	244,2	
	4	X	233,4	
	5	X	244,1	

Considerando os resultados do ensaio de DSC, na Tabela 10 está contida o calor necessário para a entalpia de fusão do XLPE presente nos 5 cabos novos analisados neste trabalho. Nota-se, na Tabela 10, que a média do calor consumido para fundir uma grama do XLPE novo é de $92,8 \text{ J}$, com desvio padrão de $3,8 \text{ J/g}$. Em relação a cada uma das amostras, o pior e o melhor desempenho se deu para a 1 e a 4, respectivamente. Porém, os resultados das 5 amostras são similares, apresentando baixos desvios em relação à média obtida.

Com a finalidade de se avaliar o perfil da molhabilidade do XLPE dos cabos analisados neste trabalho, foi realizado o ensaio de medição do ângulo de contato, considerando em cada

amostra, 60 medições por um período de 1 minuto. Para exemplificar, na Figura 47 estão contidas as imagens das medições dos ângulos de contato para duas amostras de cabo coberto.

Tabela 10 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos novos. Fonte: próprio autor.

Condição	Amostra	Fabricante	Calor para Fusão [J/g]	Média [J/g]
Novo	1	X	89,3	92,8
	2	X	96,2	
	3	X	91,0	
	4	X	97,7	
	5	X	90,1	

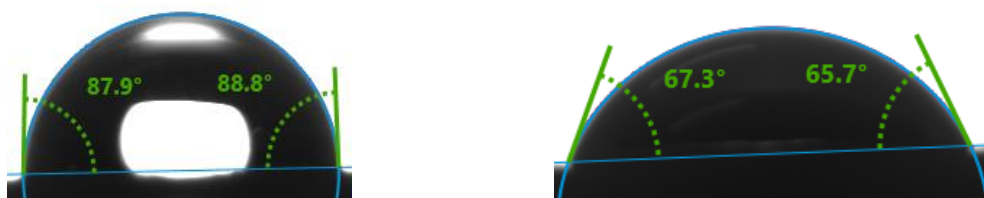


Figura 47 – Exemplos das imagens obtidas no ensaio de medição do ângulo de contato. Fonte: próprio autor.

Os resultados das medições dos ângulos de contato para as 5 amostras novas estão contidos na Figura 48. Primeiramente, repara-se na tendência de redução do ângulo de contato ao longo do tempo, ou seja, a gota d'água se espalha pela superfície do cabo.

Além disto, todos os ângulos de contato medidos indicaram que a superfície do XLPE novo é hidrofílica, com os ângulos de contato abaixo de 90°, sendo a pior condição apresentada pela amostra 3, com o AC abaixo de 70°.

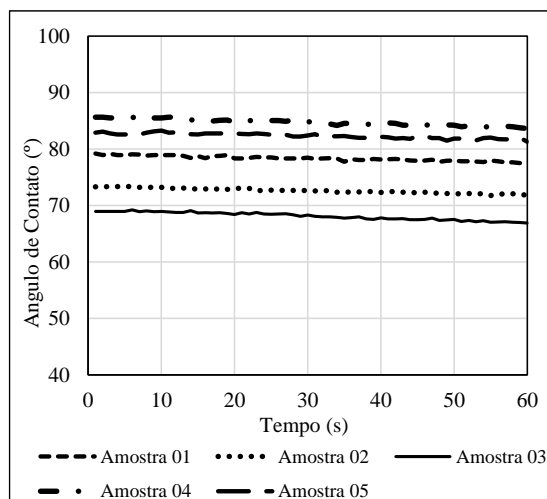


Figura 48 – Ângulo de contato das 5 amostras novas do fabricante X. Fonte: próprio autor.

De maneira geral, os resultados dos ensaios físico-químicos no XLPE novo, indicaram alguns problemas no material, como o fato de eles estarem levemente oxidados e apresentarem ângulos de contato abaixo de 90° . Verifica-se também que a amostra 1 apresentou-se na pior condição em três dos quatro parâmetros analisados, estando na condição intermediária apenas nos resultados de medição do ângulo de contato. Esse fato, a princípio, indica possível correlação entre os resultados dos ensaios FTIR, TGA e DSC para o material analisado.

5.1.2 Medição de Descargas Parciais (DP) e de Corrente de Fuga (CF)

Não foram detectadas DP e descargas corona nos 5 conjuntos novos ensaiados neste trabalho, os quais consideram a utilização de 5 amostras novas de cabo coberto (fabricante X) e uma amostra nova de isolador polimérico (fabricante H).

Considerando a corrente de fuga (CF), na Figura 49 está contida a média para o trecho de RDC. A média obtida para os níveis de tensão de 8 kV, 12 kV e 16 kV são, respectivamente, $30,2 \mu\text{A}$, $45,2 \mu\text{A}$ e $59,7 \mu\text{A}$, apresentando comportamento praticamente linear com o aumento da tensão. Os valores por amostra estão contidos no APÊNDICE B desse trabalho.

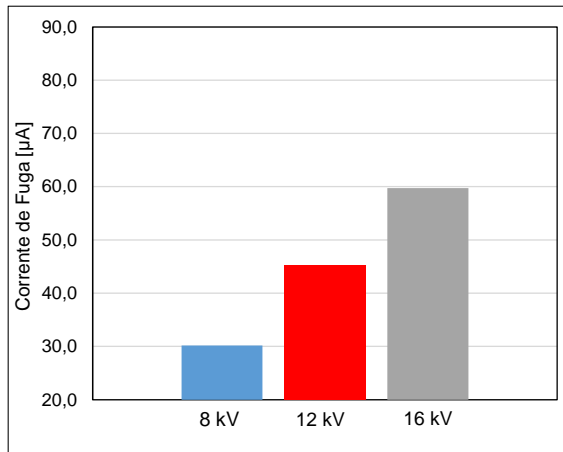


Figura 49 – Média da CF das 5 amostras novas do fabricante X. Fonte: próprio autor.

Não há valores padronizados para a CF da RDC, portanto, não se pode determinar qual é a condição das amostras novas. No entanto, os valores encontrados serão utilizados como referência para verificar o comportamento dos componentes envelhecidos artificialmente.

5.1.3 Suportabilidade ao Impulso Atmosférico

Os resultados do ensaio de disrupção ao impulso atmosférico para as amostras novas estão na Tabela 11, a qual apresenta a distância do furo ao centro do isolador, a distância de

arco e a tensão de ruptura ao impulso atmosférico, ou seja, a tensão que causou a ruptura da camada protetora do cabo coberto. A tensão de ruptura considera a correção para as condições ambientais padronizadas.

Repara-se, na Tabela 11, que a menor suportabilidade frente ao impulso atmosférico se deu devido a utilização da amostra 1 de cabo coberto, a qual se rompeu em 276,3 kV. Esse resultado está em concordância com as avaliações físico-químicas realizadas, considerando os ensaios FTIR, TGA e DSC, sendo a amostra 1 a mais crítica.

Por outro lado, a utilização do cabo coberto nomeado como amostra 5, resultou na maior suportabilidade ao trecho de RDC ensaiado (323,3 kV). Na Tabela 11, também é possível observar uma alta dispersão entre os resultados, indicando uma baixa uniformidade da camada protetora do cabo. Na média, a tensão de ruptura das amostras novas foi de 295,0 kV, com desvio padrão de 19,1 kV.

A média obtida é 6,2% maior do que o valor apresentado em [2], porém, e considerando-se o desvio padrão, os resultados são estatisticamente iguais. Vale ressaltar também que essa comparação é meramente informativa, visto que não há garantias de que as amostras são do mesmo modelo e fabricante.

Em se tratando dos parâmetros “distância do furo ao centro do isolador” e “distância de arco”, não há correlação entre eles e a tensão de ruptura. Por exemplo, na Tabela 11, nota-se que a mesma distância de arco provocou a menor e a maior suportabilidade entre os conjuntos ensaiados (amostra 1 e 5, respectivamente).

Tabela 11 – Tensão de ruptura ao impulso atmosférico das amostras das amostras novas. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Fabricante do cabo coberto	Distância do Furo ao Centro do Isolador (cm)	Distância de Arco d_a (cm)	Disrupção	
					Individual (kV)	Média (kV)
Nova	1	X	13,1	20	276,3	295,0
	2	X	44,0	51	285,7	
	3	X	4,3	17	305,4	
	4	X	17,0	24	284,4	
	5	X	14,0	20	323,3	

Quanto a segunda metodologia de ensaio de suportabilidade ao impulso atmosférico, é apresentada na Tabela 12 a relação entre a tensão $U_{50\%}$, obtida após a ocorrência da ruptura

do XLPE, e as distâncias de arco dos 5 trechos de RDC constituídos de amostras novas. Neste caso, repara-se que os 4 conjuntos com distâncias de arco menores que 25 cm, resultaram em valores próximos para a tensão $U_{50\%}$, variando na faixa de 148,1 kV até 150,8 kV. Por outro lado, o conjunto que resultou na distância de arco de 51 cm, apresentou a tensão $U_{50\%}$ igual à 259,8 kV.

Tabela 12 – Tensão $U_{50\%}$ das amostras novas rompidas no ensaio de disrupção ao impulso atmosférico. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Fabricante do cabo coberto	Distância de Arco (cm)	Tensão $U_{50\%}$ (kV)
Novo	1	X	20	150,8
	2	X	51	259,8
	3	X	17	151,7
	4	X	24	148,1
	5	X	20	151,9

De fato, analisando a Tabela 12, os 5 conjuntos ensaiados apresentaram redução da suportabilidade dielétrica em comparação com a condição intacta das amostras. No entanto, repara-se no aumento da suportabilidade da RDC com o aumento da distância do furo, ou seja, quanto maior a distância do furo, menor é a redução da suportabilidade dielétrica da RDC. Porém, vale ressaltar que os ensaios foram realizados sem a presença do cabo guarda, o qual poderia proporcionar uma menor distância de arco para o conjunto.

5.2 Avaliação do Primeiro Método de Envelhecimento

Conforme mencionado no item 4.1.1, durante os ensaios de envelhecimento foram realizadas três inspeções semanais, com a finalidade de manutenção dos componentes do sistema de ensaio e registrar as falhas e mudanças físicas nas amostras ensaiadas através de registro fotográfico. Portanto, neste item são apresentados os registros obtidos no decorrer dos ensaios e as análises realizadas, considerando o primeiro método de envelhecimento.

Além disto, estão contidos neste item as análises dos resultados dos ensaios de acompanhamento realizados nos componentes envelhecidos.

O foco desse item, é avaliar a eficácia do método desenvolvido através das análises dos resultados obtidos nos ensaios de acompanhamento. Adicionalmente, avaliar a qualidade dos cabos cobertos ensaiados.

5.2.1 Análise do Primeiro Método de Envelhecimento

O primeiro ensaio de envelhecimento realizado consistiu em névoa salina, tensão de ensaio igual ao dobro da tensão nominal fase-terra das amostras e tempo total de 500 horas. Os cabos cobertos foram dispostos sobre o isolador, porém, em sua lateral superior, conforme Figura 50. Este tipo de conexão é utilizada na RDC para proporcionar angulações na rede (curvas), conforme indicado na ABNT NBR 15992 [30]. Assim como na rede, o cabo foi apenas apoiado no isolador, sem ser tracionado. De todo modo, para garantir a não influência da curvatura, essa região do cabo não foi utilizada nos ensaios de acompanhamento. O pino metálico de suporte do isolador permaneceu aterrado durante o ensaio.



Figura 50 –Cabo coberto instalado sobre o isolador polimérico durante o ensaio de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

A primeira tentativa de ensaio não foi bem sucedida pois, devido ao grande número de descargas parciais visualizadas, em aproximadamente 450 horas de ensaio ocorreu um incêndio em um dos isoladores poliméricos ensaiados, conforme nota-se na Figura 51.

Avaliando as amostras da primeira tentativa de ensaio, foi constatado que os cabos cobertos não apresentavam falhas graves como erosão, mas sim, apenas pequenos trilhamentos em diversos locais do cabo, com exceção dos pontos de contato com o chão e trechos distintos, Figura 51 C), devido à queda do cabo.

Por outro lado, todos os isoladores poliméricos apresentavam trilhamento, erosão e, conseqüentemente, carbonização em suas cavidades inferiores, Figura 52, local onde é inserido o pino metálico de fixação com a estrutura. De fato, a maior concentração de campo elétrico e de descargas parciais está na conexão do pino metálico com o isolador polimérico, sendo este, o principal ponto de início para as falhas [64].

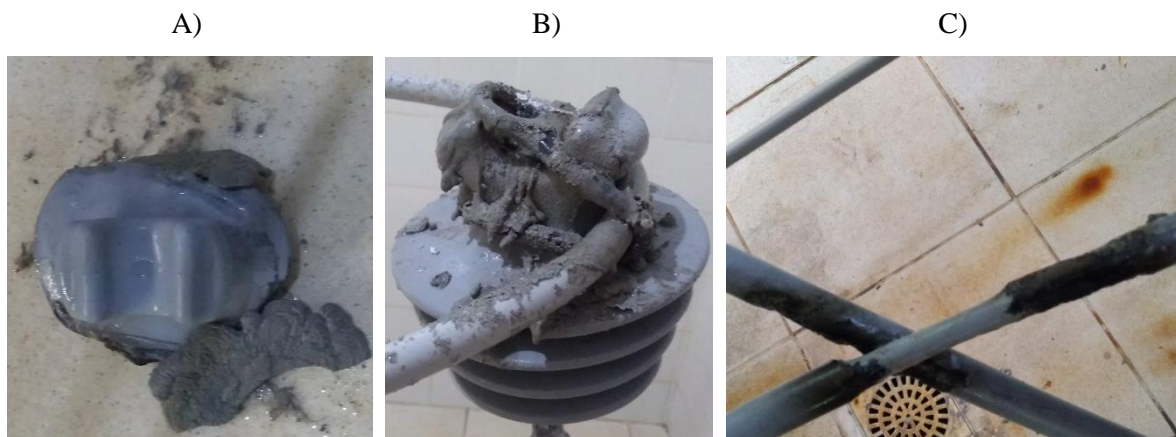


Figura 51 – Incêndio na primeira tentativa de ensaio: A) Isolador incendiado; B) Resíduos do isolador incendiado derramados no isolador posicionado abaixo dele; C) Cabos cobertos carbonizados devido ao contato entre trechos distintos. Fonte: próprio autor.

Para evitar a ocorrência de novos incêndios, inviabilizando o prosseguimento dos ensaios, uma nova metodologia foi adotada. Conforme sugerido na norma ABNT NBR 16050, [85], para ensaios de poluição artificial em para-raios, durante a parada para a inspeção foram realizadas limpezas nos isoladores poliméricos, lavando-os com água para retirar o excesso de sal. Nos casos extremos, se essa medida não foi suficiente, ou seja, se um determinado isolador apresentou uma grande região com falhas, sua substituição por um isolador novo foi efetuada.

Com base nisto, novas amostras foram instaladas na área de ensaio e iniciou-se novamente o ensaio de 500 horas do primeiro método de envelhecimento. O ensaio foi realizado na temperatura ambiente, com os valores mínimo e máximo registrados iguais a 19,9 °C e 31,5 °C, respectivamente.

Ao longo do ensaio, foram visualizadas a olho nu, descargas parciais devido as bandas secas nos isoladores e nos cabos cobertos, principalmente em locais próximos aos isoladores. Nestes locais, uma inspeção no término do ensaio constatou que a presença das descargas resultou em trilhamentos e erosões nos isoladores poliméricos, principalmente em suas cavidades inferiores, conforme Figura 53 A) e B). Também foram observados trilhamentos em outras partes dos isoladores, como por exemplo, na borda de suas saias, de acordo com a Figura 53 C).

No ensaio de 500 horas, apenas a limpeza dos isoladores foi suficiente para evitar a ocorrência de incêndios, ou seja, não foi necessário a substituição de isoladores. Em relação aos cabos cobertos, foram evidenciados apenas pontos com a presença de trilhamento, principalmente em locais próximos aos isoladores, conforme Figura 54.



Figura 52 – Exemplos de trilhamento, erosão e carbonização dos isoladores poliméricos em suas cavidades inferiores, durante a primeira tentativa de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

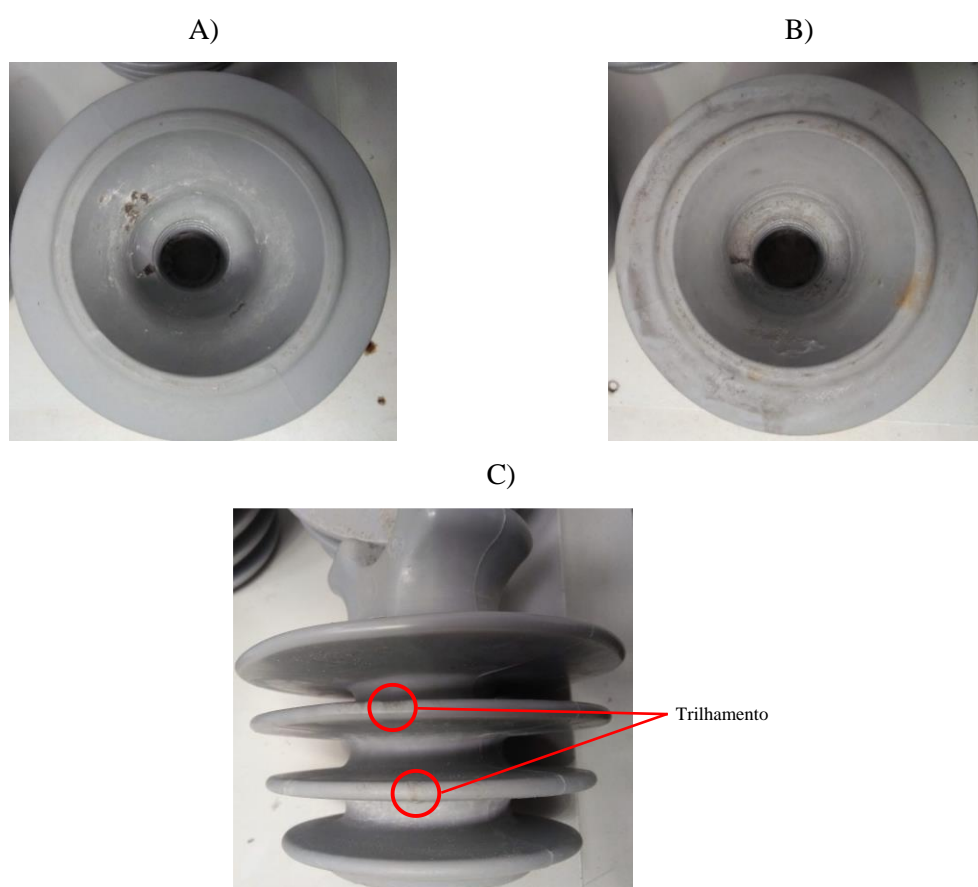


Figura 53 – Exemplos de trilhamento e erosão em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 500 horas no primeiro método de envelhecimento: A) e B) Cavidade inferior de dois isoladores; C) Trilhamento na borda das saias dos isoladores. Fonte: próprio autor.



Figura 54 – Trilhamento nos cabos envelhecidos em 500 horas no primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

No decorrer do ensaio de envelhecimento, a corrente de fuga total, dos seis pontos aterrados (pino metálico dos isoladores), foi registrada a cada 5 min através de um registrador digital. Na Figura 55 é possível visualizar o comportamento da CF ao longo do ensaio de 500 horas.

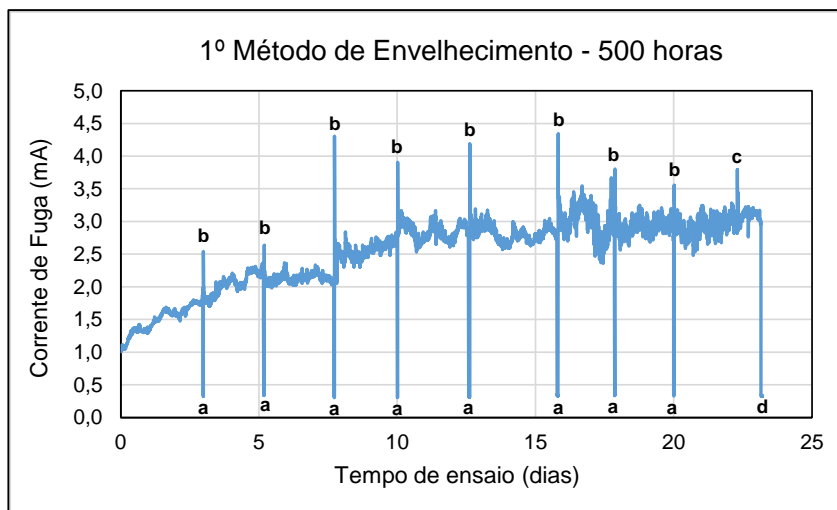


Figura 55 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 500 horas do primeiro método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; b – pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções; c – pico de corrente devido às DP; d – término do ensaio. Fonte: próprio autor.

Repara-se na Figura 55, a elevação da CF nos primeiros 10 dias de ensaio, partindo de aproximadamente 1 mA para aproximadamente 3 mA. Após isto, há uma tendência de estabilização da corrente elétrica. Esse padrão é semelhante às constatações feitas em [25] e que foram descritas no *Capítulo 3* desse trabalho. A elevação da CF está relacionada com o aumento das descargas parciais, causadas principalmente por bandas secas e pela presença de trilhamento e erosão nas amostras ensaiadas.

Na Figura 55, as marcações “a” referem-se as interrupções para inspeção, enquanto as marcações “b” indicam um pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções. Isto ocorreu pois durante a inspeção a névoa salina é interrompida, iniciando-se o processo de secagem das amostras e, conseqüentemente, aumentando o número de bandas secas. Portanto, na energização do ensaio, uma maior quantidade de DP foi observada até a estabilização da névoa salina. A partir de então, a corrente volta a se estabilizar no valor anterior. As indicações “c” e “d” estão relacionadas, respectivamente, a um pico de corrente devido às DP e ao término do ensaio.

As amostras envelhecidas em 500 horas seguiram para a realização dos ensaios de acompanhamento, conforme fluxograma presente no item 4.4, a fim de verificar a eficácia do

método de envelhecimento. Desta maneira, novas amostras de cabo coberto e isoladores poliméricos foram inseridas na área do ensaio de envelhecimento para a realização do envelhecimento de 1000 horas, seguindo os mesmos procedimentos do ensaio de 500 horas. As temperaturas mínima e máxima registradas ao longo do ensaio foram de 14,3 °C e 28,9 °C, respectivamente.

Novamente, ao longo do ensaio não foi necessária a substituição de isoladores com grande área carbonizada a fim de evitar a ocorrência de incêndios. No entanto, todos os isoladores ensaiados apresentaram trilhamentos e erosões. Na Figura 56 nota-se um exemplo de três isoladores com a presença de trilhamentos e erosões. Adicionalmente, na Figura 57 é possível visualizar detalhes dessas falhas em um dos isoladores. Do mesmo modo que os resultados do ensaio de 500 horas, a maior parte das falhas nos isoladores poliméricos se concentrou em suas cavidades inferiores.

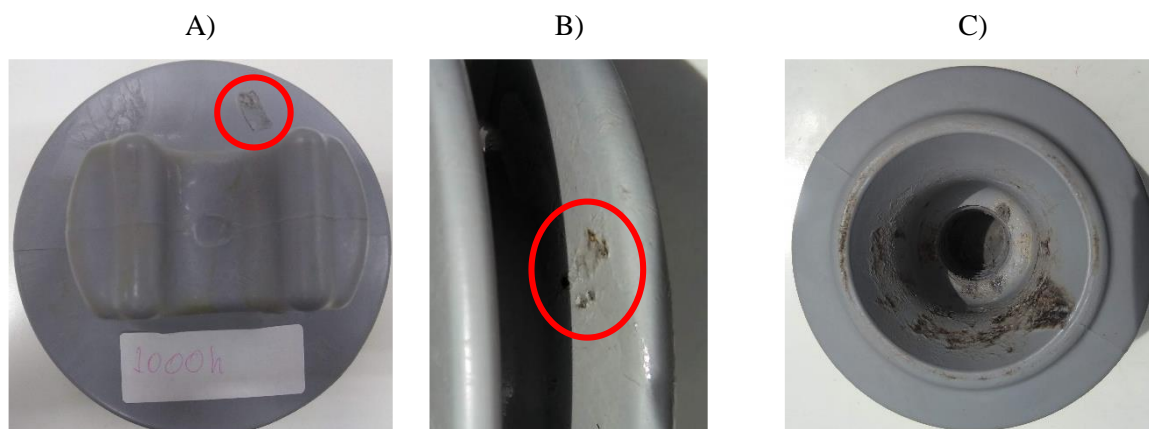


Figura 56 – Exemplo de falhas em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 1000 horas por meio do primeiro método de envelhecimento: A) Falha na saia superior do isolador devido ao contato com o cabo coberto; B) Falha em uma das saias do isolador; C) Falha na cavidade inferior do isolador. Fonte: próprio autor.

Em relação aos cabos cobertos, apenas em um ponto foi notado a presença de erosão próximo ao isolador polimérico, conforme destacado na Figura 58. Entretanto, a maior parte das degradações, incluindo grandes erosões, foram observadas em locais afastados dos isoladores, conforme Figura 59 C).

Em grande parte da superfície dos cabos cobertos, foram observados resíduos biológicos, conforme Figura 59 A) e B), no entanto, estes resíduos não foram classificados como falha, em função de sua característica superficial e de sua fácil remoção.

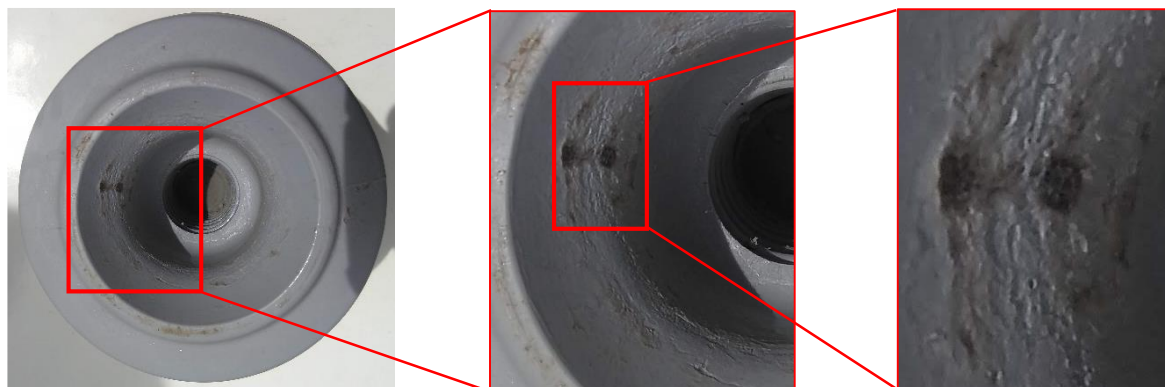


Figura 57 – Detalhe das falhas (trilhamento e erosão) de um dos isoladores envelhecidos em 1000 horas por meio do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.



Figura 58 – Erosão no cabo coberto próximo ao isolador durante o ensaio de envelhecimento de 1000 horas por meio do primeiro método. Fonte: próprio autor.

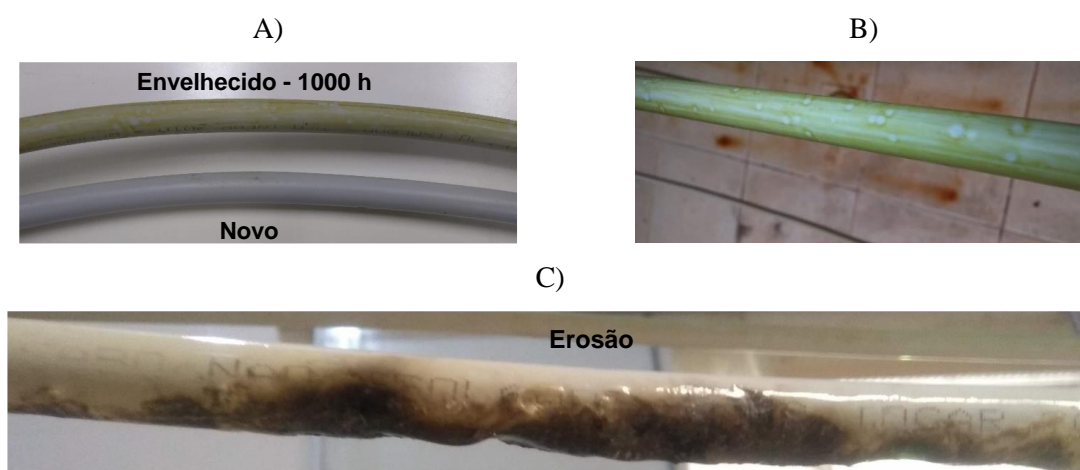


Figura 59 – Aspecto do cabo coberto após as 1000 horas de ensaio do primeiro método de envelhecimento: A) Comparação entre o cabo envelhecido com o cabo novo; B) Resíduo com tonalidade verde disposto sobre a superfície do cabo; C) Erosão no cabo coberto. Fonte: próprio autor.

No decorrer do ensaio, a CF dos seis pontos aterrados (pinos metálicos dos isoladores) foi registrada e o resultado é apresentado na Figura 60. Embora tenha sido observado o aumento do número de DP no decorrer do ensaio e diversas falhas nas amostras, a CF apresentou

pequeno aumento ao longo do ensaio, com início em aproximadamente 2,7 mA e estabilização em aproximadamente 3,3 mA. Este aumento foi menor se comparado com o ensaio de 500 horas. No entanto, considerando o trecho estabilizado da CF, a magnitude da corrente elétrica se assemelha comparando os ensaios de 500 horas e 1000 horas.

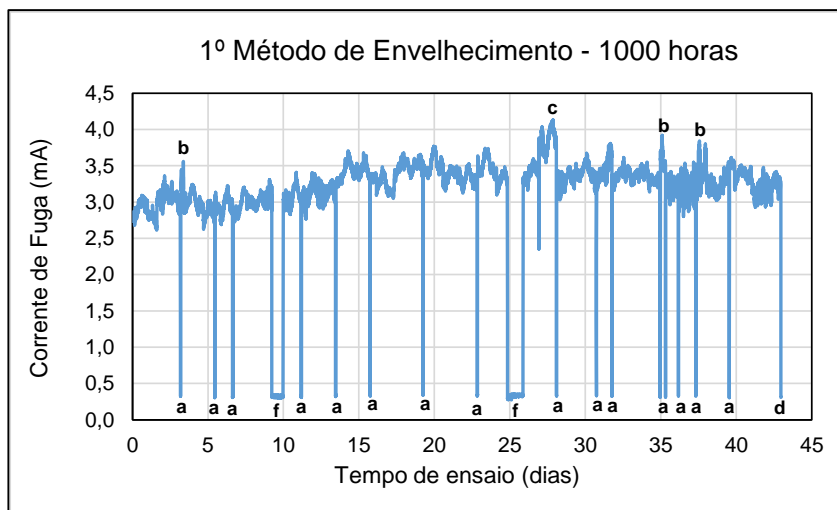


Figura 60 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 1000 horas do primeiro método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; b – pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções; c – pico de corrente devido às DP; d – término do ensaio; f – interrupções programadas na rede de energia elétrica para manutenção. Fonte: próprio autor.

Na Figura 60 também é possível observar uma diminuição dos picos de corrente de fuga “b” nas energizações após as inspeções. Isto ocorreu pois antes da energização, esperou-se em torno de 10 minutos para a estabilização da névoa salina, reduzindo a presença de bandas secas. As indicações “f” se referem à interrupções de energia elétrica programadas para manutenção na rede elétrica. O tempo referente a estas interrupções não foi computado ao ensaio, ou seja, o término do ensaio foi postergado em função da parada programada.

As amostras envelhecidas foram submetidas aos ensaios de acompanhamento determinados ou desenvolvidos nesse trabalho, a fim de avaliar a eficácia do método de envelhecimento utilizado. As análises dos resultados de acompanhamento estão presentes no item 5.2.2.

5.2.2 Ensaios de Acompanhamento - Amostras Envelhecidas por Meio do Primeiro Método de Envelhecimento

Neste item, são apresentados de forma resumida, os resultados dos ensaios de acompanhamento para as amostras envelhecidas através do primeiro método de

envelhecimento desenvolvido nesse trabalho. Os resultados discriminados para cada amostra ensaiada estão no APÊNDICE A deste trabalho.

Na Tabela 13 estão contidas as médias do índice de oxidação (IO), energia de ativação do processo de degradação do material e calor necessário para fusão para as 5 amostras envelhecidas através do primeiro método de envelhecimento. Além disto, com a finalidade de comparação, os parâmetros também são apresentados para as amostras novas.

Analisando a Tabela 13, mesmo descontando os resultados das amostras 2 e 3, as quais se encontram em piores estados oxidativos, com o OI igual a 23,4% e 14,5 %, respectivamente, repara-se no maior valor médio do OI para as amostras envelhecidas em 500 horas se comparado com o resultado obtido para o XLPE novo e envelhecido em 1000 horas. Se levarmos em consideração o desvio padrão, que foi de 0,7% para as amostras envelhecidas em 1000 horas, pode-se concluir que os resultados são estatisticamente iguais aos do cabo novo (desvio padrão igual a 0,5%).

Tabela 13 – Resumo dos resultados dos ensaios físico-químicos das amostras novas e envelhecidas através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Fabricante do Cabo Coberto	Índice Médio de Oxidação (%)	Energia Média de Ativação da Degradação (kJ.mol⁻¹)	Calor Médio de Fusão (J/g)
Novo	X	1,4	237,3	92,8
500 horas envelhecida (1º método)	X	4,6	229,1	81,2
1000 horas envelhecida (1º método)	X	2,0	222,7	79,4

Em se tratando da energia de ativação do processo de degradação do XLPE, Tabela 13, nota-se na tendência de redução com o aumento do tempo de exposição das amostras ao primeiro método de envelhecimento. As amostras envelhecidas em 500 horas e 1000 horas, apresentaram redução média de 3,4 % e 6,1 %, respectivamente, em comparação com o XLPE novo. Por outro lado, foi observado uma alta dispersão nos resultados, com grande parte deles coincidentes em relação às amostras novas, não sendo possível afirmar, de forma geral, que as amostras envelhecidas apresentaram redução na energia de degradação do material. Por exemplo, as amostras 4 envelhecidas em 500 horas e 1000 horas, apresentaram, respectivamente, as energias de ativação iguais a 251,7 kJ.mol⁻¹ e 248,3 kJ.mol⁻¹, ou seja,

valores acima da média dos resultados do cabo novo. Esta mesma constatação foi obtida para o calor de fusão e o ângulo de contato. No caso do ângulo de contato, o padrão da molhabilidade do material é semelhante ao obtido para as amostras novas (ver APÊNDICE A), com os ângulos ficando abaixo de 90°.

Considerando os resultados dos ensaios elétricos, Tabela 14, repara-se que não foram observadas descargas parciais provocadas no trecho de RDC devido a utilização dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas. Porém, a utilização dos cabos 2 e 5 envelhecidos em 1000 horas, provocaram DP no conjunto ensaiado, com as intensidades de 21,5 pC e 30,2 pC, respectivamente.

Tabela 14 – Resumo dos resultados dos ensaios elétricos das amostras novas e envelhecidas através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Fabricante do Cabo Coberto	Descargas Parciais	Corrente de Fuga Média (μA)			Tensão Média de Disrupção ao Impulso Atmosférico (kV)
			8 kV	12 kV	16 kV	
Novo	X	Sem DP	30,2	45,2	59,7	295,0
500 horas envelhecida (1º método)	X	Sem DP	29,9	45,3	60,3	309,0
1000 horas envelhecida (1º método)	X	DP em 2 amostras	30,3	45,5	60,4	319,2

Quanto aos resultados da corrente de fuga, observa-se na Tabela 14 e no APÊNDICE B (valores por amostra), a similaridade entre as amostras novas e envelhecidas através do primeiro método. Por outro lado, a tensão média de disrupção ao impulso atmosférico apresentou aumento com o tempo de exposição ao primeiro método de envelhecimento. Todavia, a grande dispersão dos resultados não permite inferir que a utilização dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método provoca melhora na suportabilidade dielétrica da RDC. O menor e maior valor da tensão de disrupção ao impulso atmosférico para as amostras envelhecidas em 500 horas são, respectivamente, 286,8 kV e 354,2 kV. Para os cabos envelhecidos em 1000 horas, a menor suportabilidade dielétrica é de 260,3 kV e a maior é de 355,3 kV.

Para as amostras envelhecidas, os furos durante o ensaio de ruptura, ocorreram em uma faixa de 4,4 cm a 50,5 cm, enquanto que, para as amostras novas, os furos ocorreram de 4,4 cm a 44,0 cm do centro do isolador, ou seja, representando um comportamento semelhante entre cada condição.

Embora algumas amostras tenham apresentado mudanças em suas propriedades, a grande dispersão entre os resultados e as coincidências obtidas não permitem concluir que o primeiro método de envelhecimento foi eficaz. Não ocorreu redução no nível de isolamento da rede devido ao envelhecimento das amostras por meio do primeiro método desenvolvido. Embora as amostras tenham apresentado pontos com falhas ao longo do primeiro ensaio de envelhecimento, de maneira geral, as partes intactas do XLPE presente nos cabos não foram envelhecidas.

A utilização da névoa salina e da sobretensão como fatores de degradação, podem trazer benefícios para verificação da qualidade das amostras, a respeito da compatibilidade dielétrica entre os diferentes componentes e a formação de trilhamentos e erosões (falhas nas amostras), porém, não necessariamente causaram o envelhecimento do material.

5.3 Avaliação do Segundo Método de Envelhecimento

Neste item são apresentados os registros obtidos no decorrer dos ensaios e as análises realizadas, considerando o segundo método de envelhecimento desenvolvido nesse trabalho. Além disto, com a finalidade de avaliar a eficácia do método desenvolvido e a qualidade do material, estão contidos neste item as análises dos resultados dos ensaios físico-químicos e elétricos realizados nos componentes envelhecidos, comparando-os com os resultados obtidos para as amostras novas.

5.3.1 Análise do Segundo Método de Envelhecimento

Além das solicitações impostas pelo primeiro método de envelhecimento, o segundo método acrescenta o efeito térmico provocado pela passagem de corrente elétrica no cabo coberto ensaiado. Portanto, amostras novas foram dispostas na área de ensaio para a realização do envelhecimento de 500 horas. Antes do início do ensaio, ou seja, sem a presença de névoa salina e aplicação da tensão de ensaio, a corrente elétrica foi ajustada para se obter 60°C na superfície do cabo coberto ensaiado, considerando uma margem de ± 5 °C.

Na Figura 61 são apresentados exemplos da aferição da temperatura na superfície do cabo coberto no transcorrer do ensaio. Nota-se na Figura 61 A), um ponto distante do isolador

apresentando a temperatura de 61,8°C, enquanto na Figura 61 B) é possível observar um ponto sobre o isolador apresentando a temperatura de 55,2°C.

Em certos locais, a não uniformidade da temperatura ocorreu devido à concentração de água, proximidade com o bico injetor de névoa, causando o resfriamento do cabo, porém, em outros pode estar relacionado a não uniformidade do próprio cabo, apresentando, por exemplo, trechos de maior resistência elétrica.

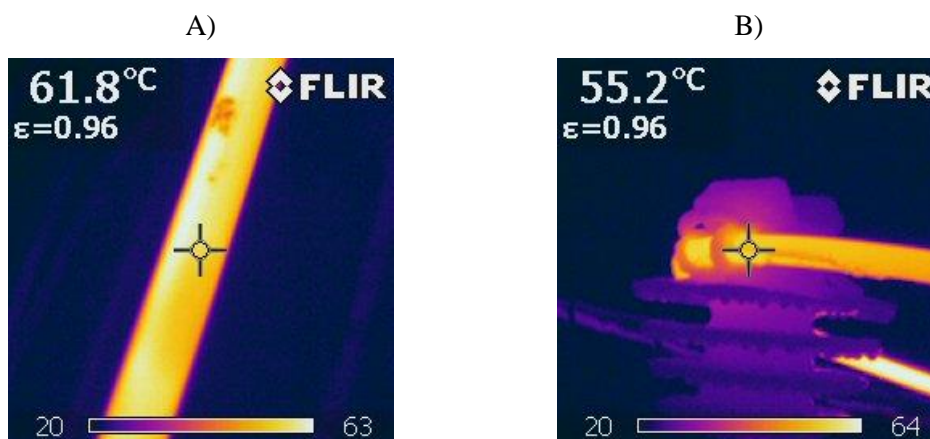


Figura 61 – Aferição da temperatura na superfície do cabo coberto ao longo do segundo método de envelhecimento: A) Centro do cabo disposto entre dois isoladores; B) Na conexão com o isolador polimérico.
Fonte: próprio autor.

Embora o procedimento de limpeza dos isoladores tenha sido realizado, com aproximadamente 400 horas de ensaio foi necessário a substituição de um dos isoladores poliméricos devido à presença de uma grande região carbonizada, com erosões e trilhamentos, conforme Figura 62.

Os demais isoladores poliméricos ensaiados suportaram as 500 horas de ensaio, porém, com a presença de erosões e trilhamentos em suas cavidades inferiores. Exemplos destas falhas em três dos isoladores ensaiados podem ser visualizados na Figura 63.



Figura 62 – Isolador substituído durante o ensaio de envelhecimento em 500 horas do segundo método, devido à grande área carbonizada. Fonte: próprio autor.

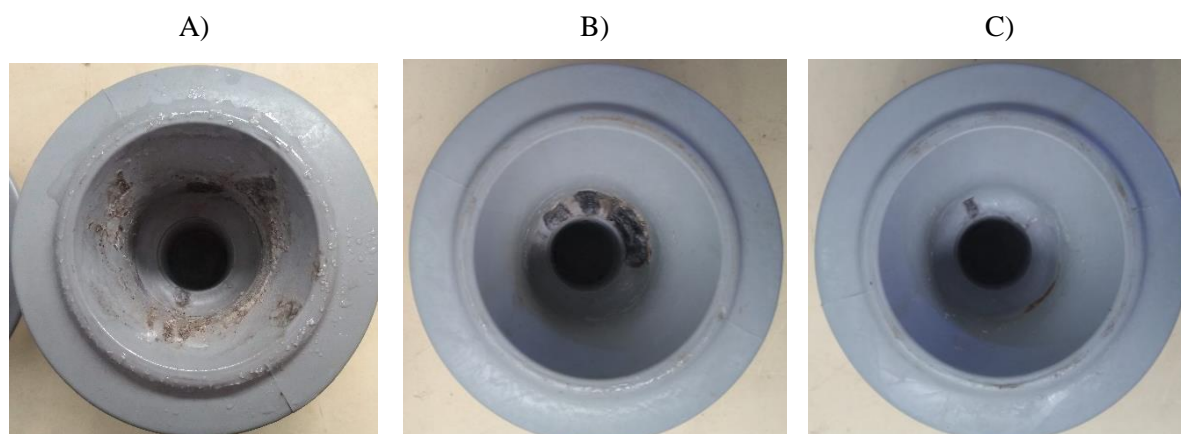


Figura 63 – Exemplo de falhas em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 500 horas do segundo método de envelhecimento: A) Isolador 1; B) Isolador 2; C) Isolador 3. Fonte: próprio autor.

Considerando os cabos cobertos, visualmente não foi verificado nenhum tipo de falha em sua camada externa. Entretanto, ao longo do ensaio foram observados diversos pontos de acúmulo de sal na superfície do cabo ensaiado, Figura 64. Essa camada de sal é resultante da evaporação da água presente na névoa salina, em contato com a superfície aquecida do cabo coberto. Durante as inspeções, foi realizada a remoção do excesso de sal nestes pontos.



Figura 64 – Acúmulo de sal no cabo coberto no decorrer do ensaio de envelhecimento de 500 horas do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

A corrente de fuga ao longo do ensaio pode ser observada na Figura 65. Primeiramente, nota-se que a CF é mais elevada para o segundo método de envelhecimento em comparação com o primeiro. A elevação da temperatura resulta na redução da resistência de isolamento, aumentando a corrente que flui através dela.

Considerando o período entre duas interrupções seguidas, repara-se na Figura 65, a tendência de elevação da corrente até a quarta interrupção. Por exemplo, assim que o ensaio se restabeleceu após a primeira interrupção (entorno de 2 dias de ensaio), a CF registrada foi de aproximadamente 10,7 mA, no entanto, no instante anterior à segunda interrupção (entorno de 5 dias de ensaio), registrou-se aproximadamente 11,4 mA de CF.

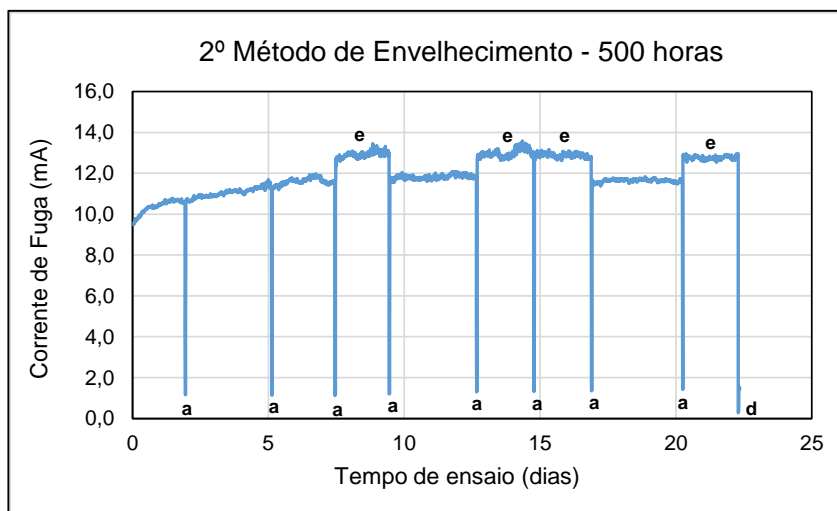


Figura 65 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 500 horas do segundo método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; d – término do ensaio; e - deslocamentos na corrente de fuga. Fonte: próprio autor.

Após a quarta interrupção, observou-se na Figura 65, a tendência de estabilização da CF entre interrupções subsequentes. Por exemplo, entre as duas últimas interrupções para manutenção, limpeza e verificação do estado das amostras, a CF se encontrava praticamente estável, no valor aproximado de 11,8 mA.

As indicações “e” na Figura 65, em alguns dos períodos monitorados, estão relacionadas aos deslocamentos na CF em comparação com o período anterior ou posterior. Isto ocorreu devido a precisão do ajuste da tensão de ensaio da fonte utilizada, sendo necessário adotar a margem de $\pm 0,2$ kV para a tensão a ser aplicada nas amostras. A variação da tensão nesta faixa resultou na elevação ou diminuição da CF nas amostras. Este comportamento é praticamente imperceptível no primeiro método de envelhecimento em decorrência do menor nível de CF observado.

Após o término do envelhecimento de 500 horas, as amostras foram retiradas para a realização dos ensaios de acompanhamento e novas amostras foram inseridas na área de ensaio para a realização do envelhecimento de 1000 horas.

No decorrer do ensaio de 1000 horas do segundo método de envelhecimento, não foi necessária a substituição de isoladores devido à presença de falhas graves. No entanto, trilhamentos e erosões foram observados nos isoladores ensaiados, conforme Figura 66.

Assim como no ensaio de 500 horas, no transcorrer do ensaio de 1000 horas, foram observados diversos pontos de acúmulo de sal na superfície dos cabos cobertos, conforme Figura 67. Do mesmo modo, o excesso de sal nestes pontos foi removido durante as inspeções realizadas.

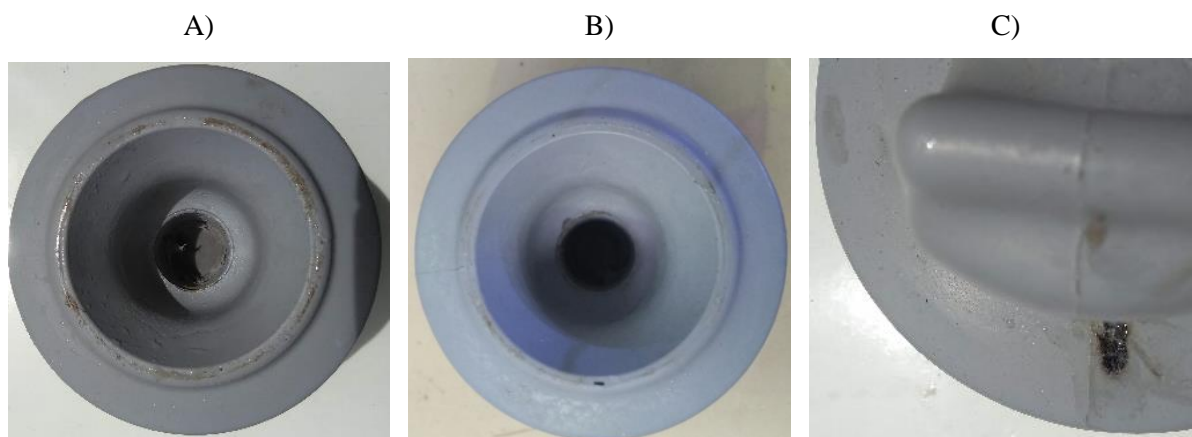


Figura 66 – Exemplo de falhas em três dos seis isoladores poliméricos envelhecidos em 1000 horas por meio do segundo método de envelhecimento: A) e B) Pequenos trilhamentos na cavidade inferior de dois isoladores; C) Erosão na saia superior de um isolador. Fonte: próprio autor.



Figura 67 – Acumulo de sal no cabo coberto no decorrer do ensaio de envelhecimento de 1000 horas do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Em relação aos cabos cobertos, foram observados trilhamentos e erosões na conexão com os isoladores ensaiados, ou seja, próximo ao anel de silicone utilizado para prender o cabo ao isolador. No entanto, nenhuma falha visível foi observada em pontos distantes dos isoladores.

Na Figura 68, é possível observar a ocorrência de trilhamentos e erosões nos cabos ensaiados, com exceção da amostra 5, Figura 68 E), a qual apresentou-se em melhores condições se comparada com as demais.

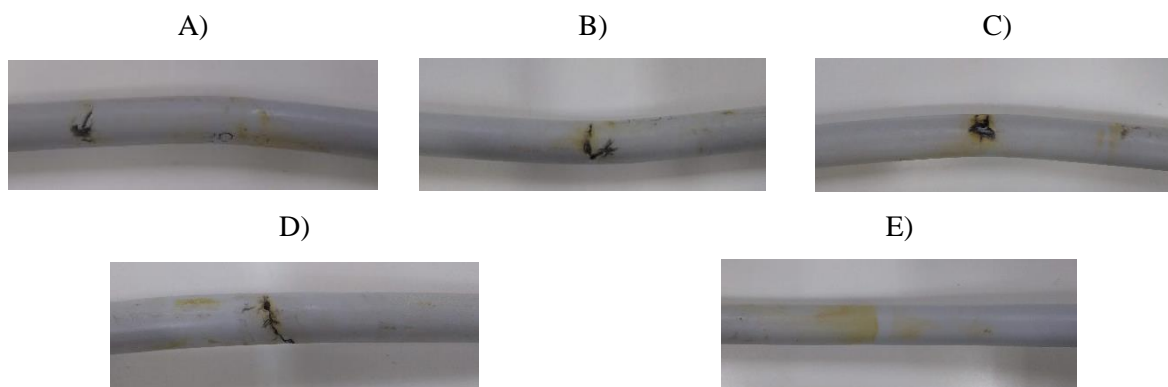


Figura 68 – Falhas no cabo coberto (trilhamentos e erosões) no envelhecimento de 1000 horas por meio do segundo método: A) Amostra 1; B) Amostra 2; C) Amostra 3; D) Amostra 4; E) Amostra 5. Fonte: próprio autor.

A CF monitorada ao longo do ensaio de 1000 horas é observada na Figura 69. Repara-se novamente no deslocamento da CF devido ao ajuste da tensão de ensaio (pontos indicados com a letra “e”).

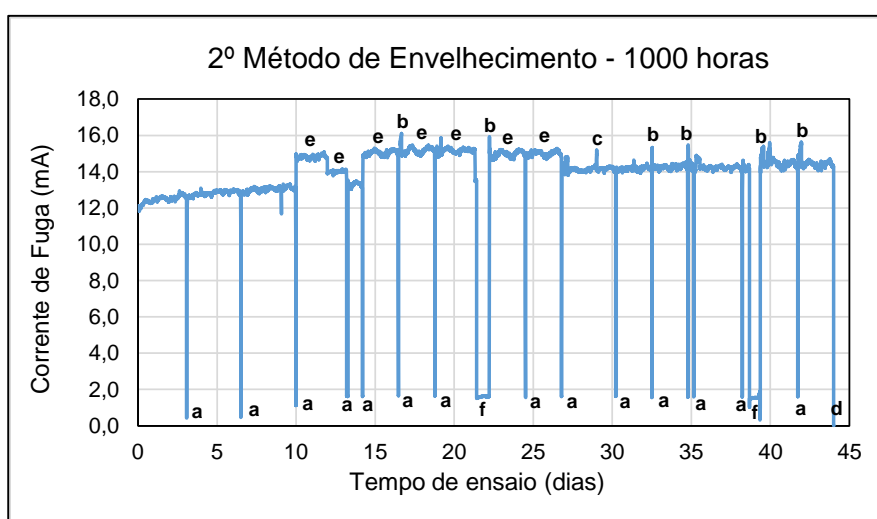


Figura 69 – Corrente de fuga total dos seis pontos aterrados ao longo do ensaio de 1000 horas do segundo método de envelhecimento, sendo: a - interrupções para inspeção; b – pico de corrente na energização do ensaio após as interrupções; c – pico de corrente devido às DP; d – término do ensaio; e – deslocamentos na corrente de fuga; f – interrupções programadas na rede de energia elétrica para manutenção. Fonte: próprio autor.

Nota-se também na Figura 69 o pequeno aumento da CF considerando o início (12 mA) e o fim do ensaio (14,2 mA). Esta característica também foi observada nos demais ensaios de envelhecimento, com exceção dos componentes envelhecidos em 500 horas através do primeiro método de envelhecimento.

5.3.2 Ensaios de Acompanhamento - Físico-Químicos

Na Figura 70 e na Figura 71 são mostrados, respectivamente, os espectros FTIR dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas e 1000 horas através do segundo método de envelhecimento. Neste caso, repara-se em maiores oxidações devido às maiores intensidades das bandas indicadas por “i”, “iii” e “v”, acusando forte envelhecimento do XLPE. Apenas a amostra 5 envelhecida em 500 horas, Figura 70, teve resultado semelhante à condição nova do polietileno.

A oxidação das amostras é confirmada comparando-as com os resultados obtidos para a condição nova do XLPE, item 5.1.1. Do mesmo modo, na Tabela 15 é possível observar o aumento do OI das amostras de XLPE envelhecidas em relação as amostras novas, as quais apresentaram o OI médio de 1,4%. No caso das amostras envelhecidas, repara-se também a não uniformidade dos resultados.

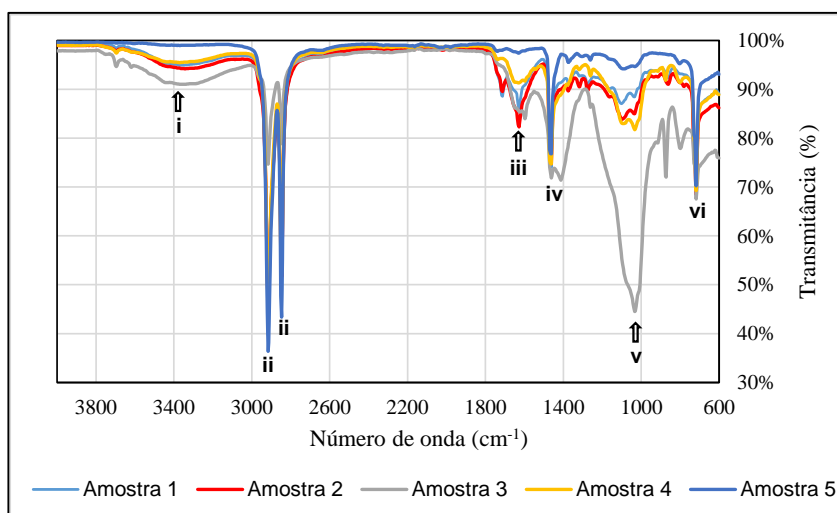


Figura 70 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas através do segundo método de envelhecimento, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.

Nesse sentido, para melhorar a análise, conforme relatado no início desse capítulo, buscou-se eliminar, no máximo dois pontos com alta discrepância em relação aos demais (*outliers*) e refazer o cálculo da média. Para as amostras envelhecidas em 500 horas, foram excluídos os resultados dos cabos 3 e 5. Repara-se na Tabela 15, que a amostra 3 apresenta alto índice de oxidação, destoando das demais. Por outro lado, a amostra 5 apresentou um pequeno aumento no índice de oxidação em relação as amostras novas e também se destoou das demais amostras envelhecidas. A nova média calculada foi de 22,5%, com desvio padrão de 8,3%.

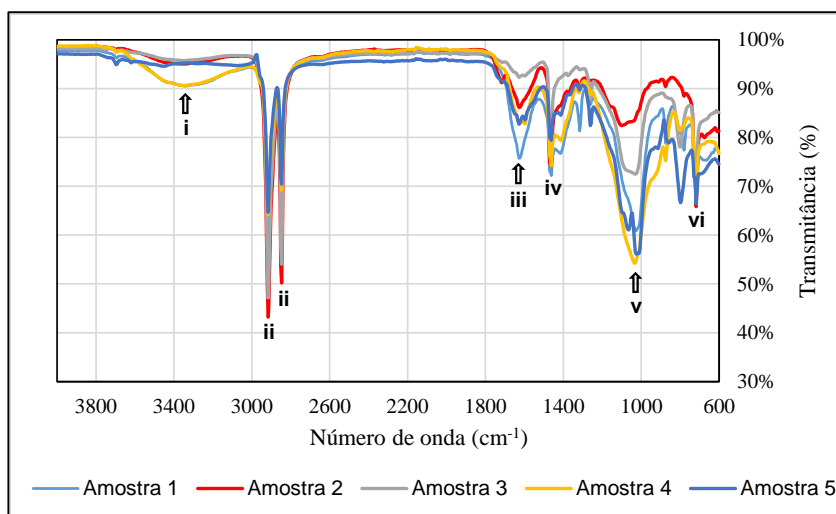


Figura 71 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 1000 horas através do segundo método de envelhecimento, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.

Tabela 15 – Índices de oxidação das amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Índice de Oxidação - IO	Média Geral	Média Parcial 1, 2 e 4 (500 h) 1, 4 e 5 (1000 h)
500 horas envelhecida (2º método)	1	X	22,0%	26,6%	22,5%
	2	X	31,0%		
	3	X	62,4%		
	4	X	14,5%		
	5	X	3,0%		
1000 horas envelhecida (2º método)	1	X	53,2%	34,3%	46,4%
	2	X	22,1%		
	3	X	10,1%		
	4	X	46,1%		
	5	X	40,0%		

No caso das amostras envelhecidas em 1000 horas, foram excluídas do cálculo da média os cabos 2 e 3, que apresentaram índice de oxidação menor do que as demais. A nova média e o desvio padrão obtidos foram de, respectivamente, 46,4% e 6,6%.

Verifica-se portanto que ao contrário do primeiro método de envelhecimento, no geral, o segundo método causou oxidação no polietileno, evidenciando a degradação do XLPE empregado nos cabos cobertos do fabricante X.

Assim como o índice de oxidação, conforme Tabela 16, também é observado uma grande dispersão nas energias de ativação da degradação do XLPE envelhecido através do

segundo método de envelhecimento (obtidas do ensaio de TGA). Em relação as amostras envelhecidas em 1000 horas, é possível notar que o XLPE dos cabos sofreu redução na energia de ativação em relação a sua condição nova, a qual apresentou a energia de ativação média geral de $237,3 \text{ kJ.mol}^{-1}$. Se excluída a amostra 1, a qual apresentou o pior desempenho, porém, com resultado discrepante em relação as demais, a média obtida é de $217,0 \text{ kJ.mol}^{-1}$, com desvio padrão igual à $7,5 \text{ kJ.mol}^{-1}$.

Comportando-se de forma distinta, repara-se, na Tabela 16, que devido aos resultados das amostras 3 e 5, o envelhecimento de 500 horas provocou o aumento da energia de ativação média em relação as amostras novas, apontando para a melhora estrutural do XLPE. No entanto, refazendo o cálculo da média excluindo estes valores (mais discrepantes), o valor obtido é de $250,1 \text{ kJ.mol}^{-1}$, com desvio padrão de $16,8 \text{ kJ.mol}^{-1}$. Considerando o desvio padrão, esse resultado pode ser considerado estatisticamente igual ao resultado das amostras novas.

Tabela 16 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Energia de Ativação - E (kJ.mol^{-1})	Média (kJ.mol^{-1})	Média Parcial 1, 2 e 4 (500 h) 2, 3, 4 e 5 (1000 h) (kJ.mol^{-1})
500 horas envelhecida (2º método)	1	X	243,3	271,9	250,1
	2	X	269,3		
	3	X	316,9		
	4	X	237,8		
	5	X	292,0		
1000 horas envelhecida (2º método)	1	X	167,9	207,1	217,0
	2	X	219,2		
	3	X	218,4		
	4	X	224,0		
	5	X	206,3		

A explicação para o aumento da média da energia de ativação do material envelhecido em 500 horas do segundo método de envelhecimento pode estar relacionada com o processo de reticulação do material. Durante o mecanismo de degradação térmica pode ocorrer a reticulação entre as cadeias devido as ligações dos radicais livres. A reticulação permite que o polímero se mantenha estável à certas temperaturas elevadas, aumentando sua resistência térmica e mecânica.

Um dos fatores que permite a reticulação do polietileno é a sua submissão à temperaturas elevadas. Entretanto, um dos trabalhos desenvolvidos no LAT-EFEI [5], indicou que os cabos estão saindo da linha de produção sem que se complete o processo de reticulação, portanto, eles permanecem reticulando em campo durante os ciclos térmicos de operação.

De fato, o segundo método de envelhecimento considerou o efeito térmico nas amostras ensaiadas. Porém, considerando que o cabo não estava devidamente reticulado, em parte do ensaio de envelhecimento o processo de reticulação foi continuado, aumentando a energia de ativação do material, conforme resultado obtido para as amostras envelhecidas em 500 horas, Tabela 16. Após a reticulação, iniciou-se o processo de degradação do material, reduzindo a energia de ativação, fato que explica os resultados encontrados para as amostras envelhecidas em 1000 horas, Tabela 16.

Exemplos de curvas da perda de massa do material polimérico, obtidas no ensaio de TGA, estão contidas no APÊNDICE C.

Em relação ao calor de fusão do XLPE envelhecido por meio do segundo método de envelhecimento, obtidas do ensaio de DSC, verificam-se baixas dispersões dos resultados em relação às médias obtidas, conforme Tabela 17. Este comportamento difere do observado para a energia de ativação e para o OI. A única exceção se dá para a amostra 3 envelhecida em 1000 horas, na qual o melhor desempenho obtido resultou no aumento da média geral e do desvio padrão (7,2 J/g). Excluindo esse resultado, obtém-se a média de 70,0 J/g, com desvio padrão de 1,5 J/g.

Tabela 17 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Calor para Fusão [J/g]	Média [J/g]	Média Parcial 1, 2, 4 e 5 (1000 h) [J/g]
500 horas envelhecida (2º método)	1	X	77,3	74,6	-
	2	X	74,7		
	3	X	71,9		
	4	X	74,4		
	5	X	74,9		
1000 horas envelhecida (2º método)	1	X	69,2	71,5	70,0
	2	X	68,9		
	3	X	77,5		
	4	X	69,8		
	5	X	72,1		

Para as amostras envelhecidas em 500 horas, a média obtida foi de 74,6 J/g e o desvio padrão de 3,8 J/g. Neste caso, a média foi obtida considerando todas as amostras.

Com base nos resultados presentes na Tabela 17, nota-se a tendência de redução do calor necessário para a fusão do material com o aumento do tempo de ensaio, confirmando o envelhecimento do polietileno. Além disso, em comparação com a média obtida para os cabos cobertos novos (92,8 J/g), Tabela 10, os cabos cobertos envelhecidos através do segundo método, considerando 500 horas e 1000 horas de envelhecimento, apresentaram, respectivamente, redução do calor de fusão em aproximadamente 20% e 25%.

Por fim, considerando os ângulos de contato, Figura 72, todas as medições se encontram abaixo de 80°. Em relação ao comportamento da molhabilidade com o decorrer do tempo, repara-se que grande parte das amostras sofreram reduções acentuadas no ângulo de contato, mostrando a tendência das gotas formarem um filme d'água sobre a superfície do cabo coberto, ou seja, superfícies altamente hidrofílicas. Este padrão pode ser observado nas amostras 1, 3, 4 e 5 envelhecidas em 500 horas (Figura 72 A)) e amostras 1 e 3 envelhecidas em 1000 horas (Figura 72 B)).

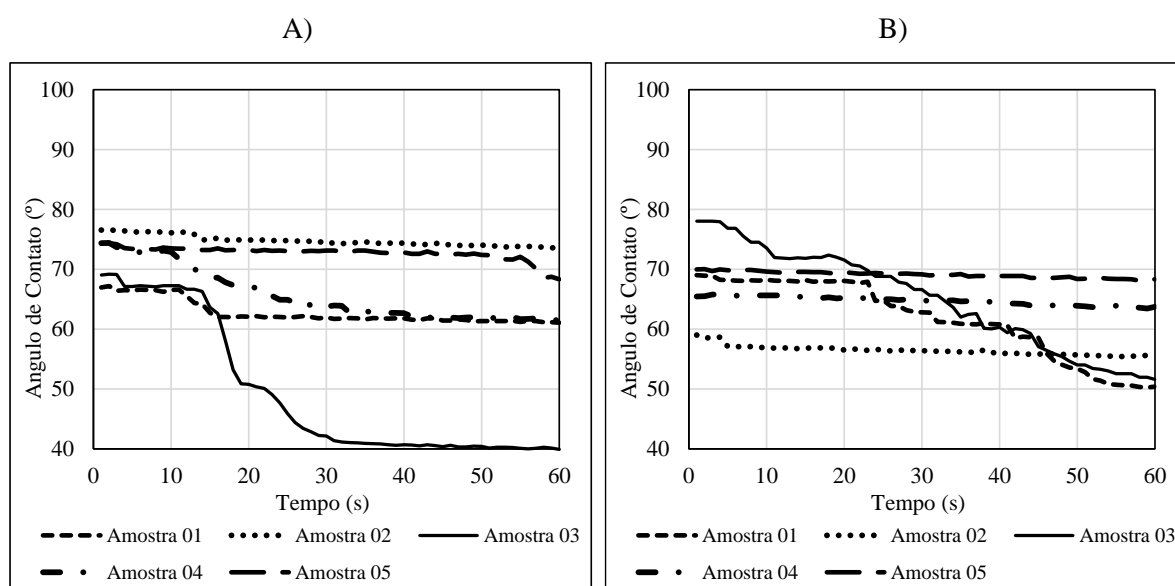


Figura 72 – Ângulo de contato das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor.

Deste modo, analisando o padrão da molhabilidade das amostras em relação ao tempo e os valores obtidos, conclui-se que o segundo método de envelhecimento tornou a superfície do cabo coberto mais hidrofílica, condizendo com os resultados dos demais ensaios físico-químicos analisados neste trabalho.

5.3.3 Medição de Descargas Parciais (DP) e de Corrente de Fuga (CF)

Na Tabela 18 estão contidos os resultados das medições de DP realizadas para os componentes envelhecidos através do segundo método de envelhecimento. O símbolo “-” presente na Tabela 18 indica que não foi observado DP no conjunto (cabo coberto, isolador polimérico e estrutura CE2). Nota-se, neste caso, que apenas a utilização dos cabos cobertos 2 e 1 envelhecidos em 500 horas e 1000 horas, respectivamente, causaram DP no trecho de RDC analisado. As demais amostras não causaram DP ou provocaram apenas descargas corona no sistema.

Tabela 18 – Nível máximo e tensão de extinção das DP das amostras envelhecidas conforme segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante do cabo coberto	Nível de DP [pC]	Tensão de Extinção [kV]
500 horas envelhecida (2º método)	1	X	-	-
	2	X	480,0	4,0
	3	X	-	-
	4	X	-	-
	5	X	-	-
1000 horas envelhecida (2º método)	1	X	28,0	11,2
	2	X	-	-
	3	X	13,0*	10,4
	4	X	44,1*	9,6
	5	X	11,8*	11,2

* Descargas corona

Através da utilização de uma antena, verificou-se que as descargas corona se encontravam nas pontas seccionadas dos cabos e na estrutura metálica da rede.

Novamente na Tabela 18, repara-se no alto nível de DP (480 pC) para a amostra 2 envelhecida em 500 horas. Além disso, a tensão de extinção da DP foi de 4 kV, indicando problemas na isolamento. Se instalado na rede elétrica, este cabo coberto poderia provocar falhas no sistema antes de completar sua vida útil.

Se confrontados com os níveis de DP aceitáveis para cabos de potência isolados (3 pC), conforme a norma ABNT NBR 7287, [91], o nível de DP encontrado devido ao uso da amostra 2 envelhecida em 500 horas, é considerado crítico.

Por outro lado, o nível máximo de DP mensurado devido à inserção da amostra 1 de cabo coberto envelhecida em 1000 horas foi de 28 pC, com a tensão de extinção igual a 11,2 kV, superando a tensão nominal fase-terra da rede em aproximadamente 3,2 kV. Embora o nível de DP seja considerado alto, através da tensão de extinção, pode-se inferir que a amostra 1 envelhecida em 1000 horas através do segundo método de envelhecimento, apresenta resultado satisfatório no ensaio de DP.

A presença de descargas parciais de forma crítica em apenas uma das 10 amostras ensaiadas indica que descargas parciais internas no material não é um agravante para os cabos cobertos, ao contrário das descargas superficiais de banda seca, que foram visualizadas ao longo do ensaio de envelhecimento e que causaram falhas no material.

Em relação às correntes de fuga (CF), na Figura 73 e no APÊNDICE B estão contidos os resultados para as amostras envelhecidas. Repara-se, comparando as amostras envelhecidas em 500 horas, Figura 73 A), e as amostras envelhecidas em 1000 horas, Figura 73 B), com as amostras novas, Figura 49 do item 4.1.2, que a média da CF para todos os níveis de tensão sofreram incrementos nos conjuntos envelhecidos em relação à média dos conjuntos novos. A faixa de incremento da média da CF é de 18% até 29%.

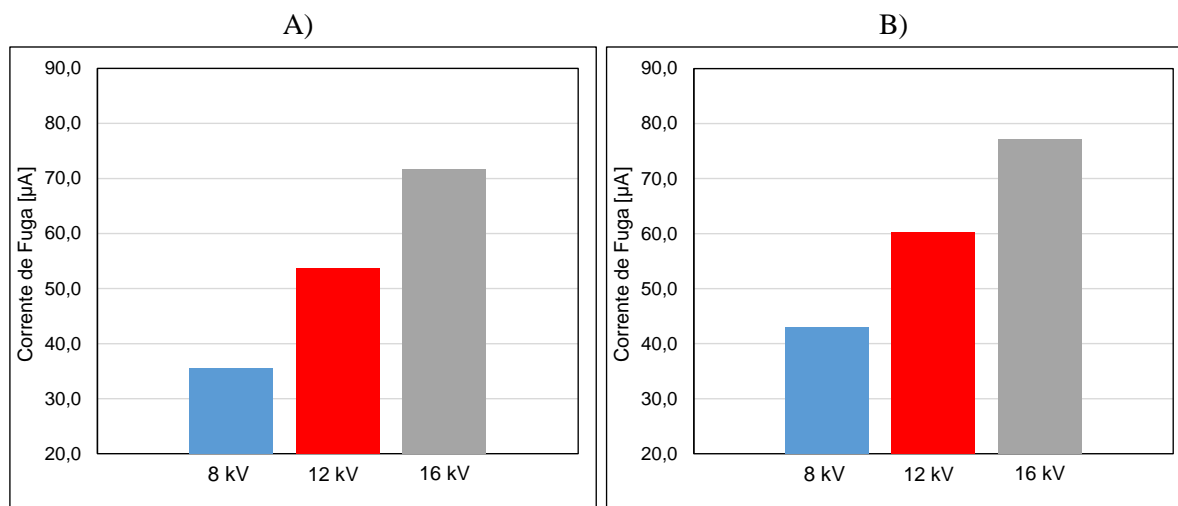


Figura 73 – Média da CF das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor.

Também é possível observar na Figura 73 a tendência de aumento da média da CF com o aumento do tempo de exposição das amostras às solicitações impostas pelo segundo método de envelhecimento. O aumento da média da CF é de 20,6%, 12,4% e 7,6% para os níveis de 8 kV, 12 kV e 16 kV, respectivamente, comparando a Figura 73 A) com a Figura 73 B). Os valores discriminados por amostra estão descritos no APÊNDICE B desse trabalho.

A análise dos resultados da corrente de fuga indica que o envelhecimento do XLPE dos cabos cobertos conforme o segundo método, impactou no aumento do nível da CF, evidenciando o pior estado do material isolante utilizado.

5.3.4 Suportabilidade ao Impulso Atmosférico

Os resultados do ensaio de disrupção ao impulso atmosférico para as amostras envelhecidas através do segundo método de envelhecimento estão na Tabela 19, a qual apresenta as tensões de disrupção por amostra e a média resultante.

Tabela 19 – Tensão de disrupção ao impulso atmosférico das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Distância do Furo ao Centro do Isolador (cm)	Distância de Arco d_a (cm)	DISRUPÇÃO		
				Individual (kV)	Média (kV)	Média Parcial 1, 2, e 4 (500 h) 2, 3, 4 e 5 (1000 h) (kV)
500 horas envelhecida (2º método)	1	36,4	43	237,2	252,6	235,0
	2	6,0	18	249,2		
	3	5,0	20	274,0		
	4	31,7	39	218,5		
	5	7,2	17	284,3		
1000 horas envelhecida (2º método)	1	1,0	20	156,2	165,0	145,5
	2	13,0	19	136,7		
	3	0,0	21	150,7		
	4	0,0	21	138,3		
	5	22,3	29	243,1		

Na Tabela 19, existem algumas particularidades com relação as amostras envelhecidas em 1000 horas. Repara-se que a utilização dos cabos cobertos 1, 2, 3 e 4, resultou em baixa suportabilidade dielétrica para o trecho de RDC, enquanto o cabo coberto 5 apresentou a tensão de disrupção próxima a condição de 500 horas de envelhecimento. De fato, esta amostra encontra-se em melhores condições se comparada às demais, conforme nota-se na Figura 68 do item 5.3.1. Portanto, calculando a média parcial desconsiderando a amostra 5, o valor médio de disrupção obtido foi de 145,5 kV, com desvio padrão igual a 9,5 kV.

Avaliando os resultados para as amostras envelhecidas em 500 horas, verifica-se que os cabos 3 e 5 tiveram resultado próximo aos resultados apresentados para as amostras novas e mais distantes dos demais. Portanto, foi avaliada a média parcial desconsiderando as

amostras 3 e 5, resultando no valor de disrupção igual a 235,0 kV, com 15,5 kV de desvio padrão.

Considerando a média parcial dos resultados, repara-se na tendência de redução da suportabilidade dielétrica com o aumento do tempo de exposição dos componentes às solicitações impostas pelo segundo método de envelhecimento. A redução é de aproximadamente 38,1%, comparando as amostras envelhecidas em 1000 horas e 500 horas.

Em relação as tensões de disrupção das amostras novas, uma comparação entre elas e os resultados obtidos para os conjuntos envelhecidos está presente na Figura 74. Observa-se neste caso um distanciamento nos resultados obtidos para cada condição. No caso das amostras envelhecidas em 500 horas, apenas a utilização do cabo coberto de número 5 resultou em maior suportabilidade do que a mínima observada para as amostra novas.

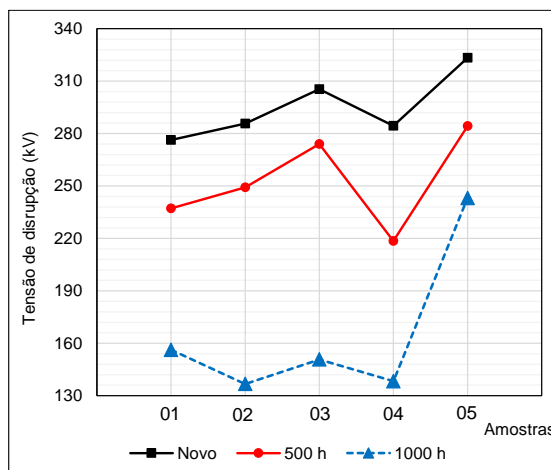


Figura 74 – Comparação da tensão de disrupção ao impulso atmosférico das amostras novas e envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

A tensão média de disrupção das amostras envelhecidas sofreu redução de 20,4% e 50,7% para os componentes envelhecidos em 500 horas e 1000 horas, respectivamente, em comparação com a tensão média de disrupção dos conjuntos novos.

Em geral, os resultados do ensaio de disrupção ao impulso atmosférico para os componentes envelhecidos com base no segundo método, corroboram com os resultados dos ensaios físico-químicos, item 5.3.2, e com os resultados do ensaio de medição de corrente de fuga, item 5.3.3, os quais evidenciaram a degradação das amostras envelhecidas.

Contudo, é possível observar uma grande discrepância nos resultados dos conjuntos envelhecidos, assim como nas amostras novas, indicando baixa uniformidade da camada protetora do cabo.

Quanto as tensões $U_{50\%}$ obtidas através da segunda metodologia de ensaio de suportabilidade ao impulso atmosférico, na Tabela 20 está contida a relação entre elas e as distâncias de arco dos trechos de RDC constituídos de amostras envelhecidas.

Na Tabela 20, repara-se que os conjuntos com distâncias de arco menores que 25 cm, resultaram em valores próximos para a tensão $U_{50\%}$, variando na faixa de 121,3 kV até 144,1 kV. Por outro lado, o conjunto que resultou na maior distância de arco (43 cm), apresentou a tensão $U_{50\%}$ igual a 222,2 kV.

Tabela 20 – Tensão $U_{50\%}$ das amostras envelhecidas rompidas no ensaio de disrupção ao impulso atmosférico.
Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Fabricante do cabo coberto	Distância de Arco (cm)	Tensão $U_{50\%}$ (kV)
500 horas envelhecida (2º método)	1	X	43	222,2
	2	X	18	138,1
	3	X	20	134,4
	4	X	39	210,5
	5	X	17	125,9
1000 horas envelhecida (2º método)	1	X	20	144,1
	2	X	19	121,3
	3	X	21	137,5
	4	X	21	143,5
	5	X	29	173,0

No geral, é possível observar na Tabela 20 o aumento da suportabilidade dielétrica da RDC com o aumento da distância de arco. Isto indica a tendência de a RDC suportar maiores tensões positivas de impulso à medida que o furo se distancie da estrutura da rede. No entanto, há algumas exceções, com distâncias de arco menores resultando em maiores suportabilidades, porém, repara-se que tanto a distância de arco quanto a tensão $U_{50\%}$ para estas exceções apresentam valores próximos, como pode ser observado, por exemplo, nas amostras 2 e 3 envelhecidas em 500 horas. De fato, estas variações são normais, visto que os resultados podem variar dentro de um intervalo de confiança.

As constatações obtidas para os resultados presentes na Tabela 20, se assemelham as obtidas para as amostras novas, indicando maiores suportabilidades dielétricas para maiores distâncias de arco. Portanto, o envelhecimento do cabo coberto não impacta na suportabilidade

dielétrica da RDC, considerando o XLPE previamente rompido. Neste caso, a suportabilidade dielétrica da rede é dependente apenas da distância de arco e da isolamento em ar.

5.3.3 Considerações Finais Sobre o Método

Devido a utilização da névoa salina e da sobretensão elétrica, durante o ensaio de envelhecimento foram visualizadas descargas superficiais de banda seca, as quais resultaram em trilhamentos e pequenas erosões nas amostras (cabos e isoladores). Portanto, o método desenvolvido é eficaz para avaliação da qualidade dos materiais com respeito as falhas que podem ocorrer no sistema.

Com base nos resultados dos ensaios de acompanhamento, pode-se afirmar também, a eficácia do método em relação ao envelhecimento das amostras, as quais apresentaram mudanças estruturais não apenas relacionadas às falhas observadas. Portanto, o acréscimo do efeito térmico foi crucial para o envelhecimento da cobertura dos cabos da RDC.

A utilização dos ensaios de acompanhamento, alguns deles desenvolvidos nesse trabalho, possibilitou a avaliação da eficácia do método de envelhecimento desenvolvido e a avaliação da qualidade das amostras ensaiadas. Portanto, nesse item são apresentados correlações entre os ensaios físico-químicos e elétricos avaliados nesse trabalho, além da análise da tendência dos resultados, com a finalidade de determinar uma equação relacionando o tempo de envelhecimento com a grandeza analisada.

Na Tabela 21 e na Tabela 22 são apresentadas as amostras que resultaram na melhor e pior condição para cada parâmetro analisado, considerando os ensaios físico-químicos e elétricos, respectivamente.

Tabela 21 – Ensaio Físico-Químicos – Melhores e piores desempenhos. Fonte: próprio autor.

	Índice de Oxidação		Energia de Ativação		Calor para Fusão		Ângulo de contato	
	500	1000	500	1000	500	1000	500	1000
Envelhecimento (horas)								
Melhor Amostra	5	3	3	4	5	3	2	5
Pior Amostra	3	1	4	1	3	2	3	1

Tabela 22 – Ensaio Elétricos – Melhores e piores desempenhos. Fonte: próprio autor.

	Corrente de Fuga		Disrupção	
	500	1000	500	1000
Envelhecimento (horas)				
Melhor Amostra	5	1	5	5
Pior Amostra	4	5	4	2

Repara-se que avaliando as amostras envelhecidas em 500 horas, a amostra 5 apresentou o melhor resultado para os ensaios físico-químicos FTIR e DSC e para os ensaios elétricos corrente de fuga e de disrupção. Em alguns casos, também ocorreu coincidência da pior condição, como o caso da amostra 4, a qual apresentou o pior resultado para os ensaios elétricos e para o resultado de energia de ativação.

Em relação as amostras envelhecidas em 1000 horas, de forma geral, a amostra 1 apresentou a pior condição nos ensaios físico-químicos.

Vale ressaltar que para alguns ensaios, foi observado dispersão entre os resultados, enquanto que, para outros, os resultados ficaram próximos entre as amostras. Esse fato, em alguns casos, dificulta a análise comparativa entre as melhores e piores condições.

Com relação à média dos resultados para cada ensaio, verificou-se que, no geral, quanto maior o tempo de exposição ao envelhecimento, pior foi a condição da isolamento das amostras. Dessa forma, foi realizada uma análise da tendência dos resultados, a partir da condição nova das amostras.

A Tabela 23 contém as médias dos resultados para cada condição da amostra, considerando 0 horas correspondente às amostras novas.

Tabela 23 – Média dos resultados para cada condição da amostra. Fonte: próprio autor.

Tempo de envelhecimento [h]	IO [%]	Energia de Ativação [kJ.mol ⁻¹]	Calor para fusão [J/g]	Corrente de Fuga [mA]			Disrupção [kV]
				8 kV	12 kV	16 kV	
0	1,4	237,3	92,8	30,2	45,2	59,7	295,0
500	22,5	250,1	74,6	35,6	53,7	71,8	235,0
1000	46,4	217,0	70,0	42,9	60,3	77,2	145,5

Na Figura 75 estão contidos as tendências das resultados dos ensaios físico-químicos, apresentando no gráfico, a equação que estabelece a relação entre a grandeza e o tempo de ensaio, as quais são indicadas também nas equações (12), (13) e (14) abaixo.

$$IO = 0,045t + 0,9333; \quad R^2 = 0,9987 \quad (12)$$

$$E = -0,0203t + 244,95; \quad R^2 = 0,3698 \quad (13)$$

$$C = -0,0228t + 90,533; \quad R^2 = 0,8940 \quad (14)$$

Nas equações (12), (13) e (14), o IO é o Índice de Oxidação, E é a Energia de Ativação e C é o calor necessário para fusão. O tempo de envelhecimento é representado pela variável t e o parâmetro R^2 é o coeficiente de determinação da reta, o qual varia entre 0 e 1. Neste caso quanto mais próximo de 1, maior é a fidelidade dos dados com tendência linear. Nesse trabalho, adotou-se a faixa de 0,90 a 1, para indicar que os dados podem ser representados por uma reta.

Avaliando o parâmetro R^2 para a equação (12) verifica-se que Índice de Oxidação apresenta aumento linear com o tempo de exposição ao método de envelhecimento desenvolvido, pois o parâmetro está próximo do valor unitário. A mesma constatação não pode ser feita para a energia de ativação e o calor para fusão, equações (13) e (14), cujo o parâmetro R^2 obtidos foram de 0,3698 e 0,8940, respectivamente. Isso indica que tais resultados não podem ser representados de forma linear, ou seja, as equações não são válidas.

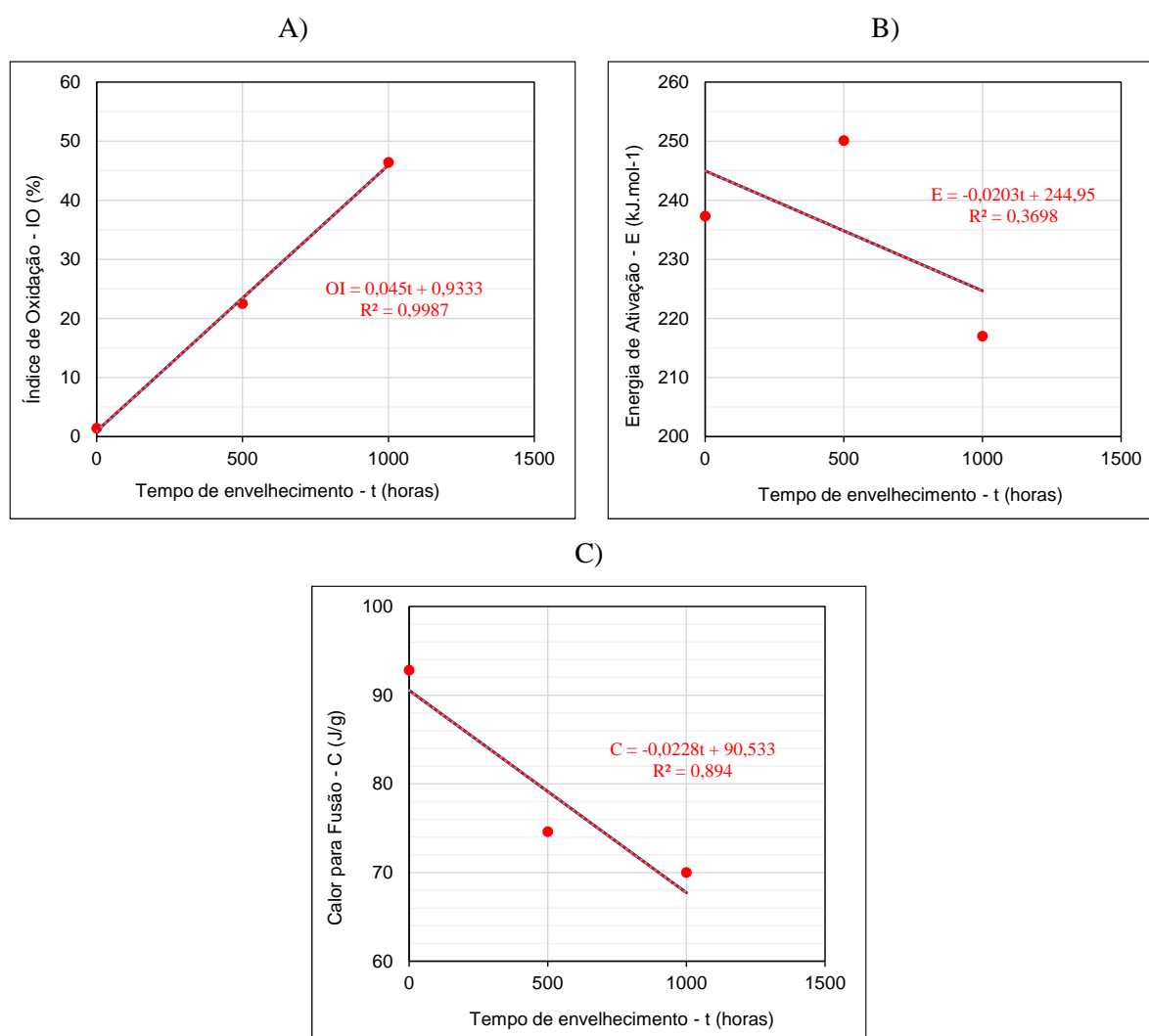


Figura 75 – Análise da tendência linear dos resultados dos ensaios físico-químicos: A) Índice de Oxidação; B) Energia de Ativação; C) Calor para Fusão. Fonte: próprio autor.

Do mesmo modo, a Figura 76 apresenta a tendência linear dos resultados dos ensaios elétricos, Corrente de Fuga e Tensão de Disrupção, para as amostras avaliadas.

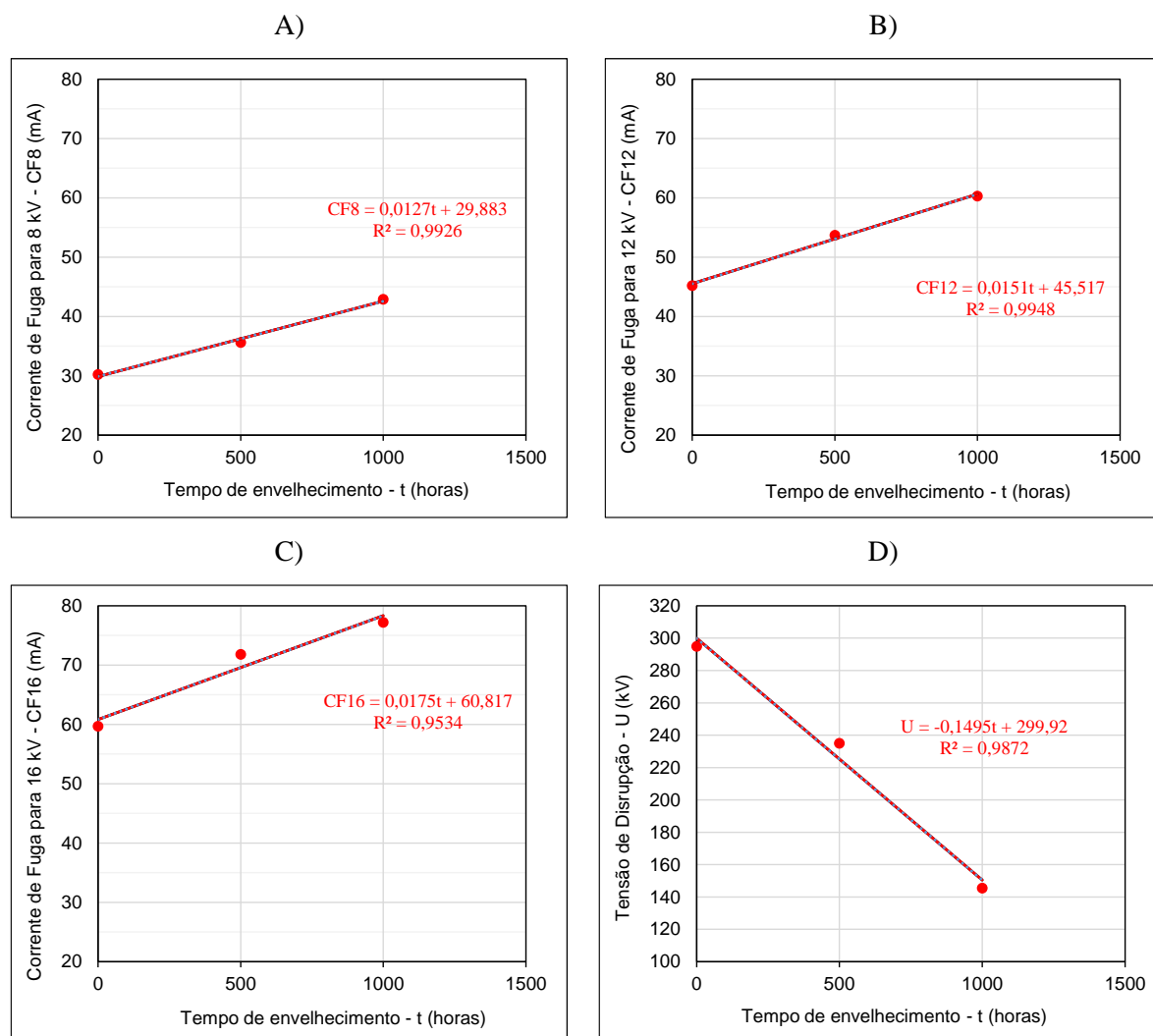


Figura 76 – Análise da tendência linear dos resultados dos ensaios elétricos: A) Corrente de Fuga para o nível de 8 kV; B) Corrente de Fuga para o nível de 12 kV; C) Corrente de Fuga para o nível de 16 kV; D) Tensão de disrupção. Fonte: próprio autor.

As equações obtidas para cada parâmetro estão descritas em (15), (16), (17) e (18), onde $CF8$, $CF12$ e $CF16$ referem-se, respectivamente, à corrente de fuga obtida devido a aplicação das tensões de 8 kV, 12 kV e 16 kV. No mesmo sentido, U se refere à tensão de disrupção.

Verifica-se, nesse caso, que a corrente de fuga e a tensão de disrupção também variam linearmente com o tempo de exposição ao método de envelhecimento desenvolvido, sendo possível estimar o estado do material em relação ao tempo em que ele foi exposto ao método. Essa modelagem é de suma importância para a verificação da qualidade do material.

$$CF8 = 0,0127t + 29,883; \quad R^2 = 0,9926 \quad (15)$$

$$CF12 = 0,0151t + 45,517; \quad R^2 = 0,9948 \quad (16)$$

$$CF16 = 0,0175t + 60,817; \quad R^2 = 0,9534 \quad (17)$$

$$U = -0,1495t + 299,92; \quad R^2 = 0,9872 \quad (18)$$

De todo modo, algumas ressalvas são necessárias. A quantidade de pontos interfere na confiabilidade da regressão linear realizada. Um dos impeditivos para a avaliação das amostras em outras condições, foi o tempo gasto para a realização dos ensaios e a quantidade de amostras de um mesmo modelo e fabricante disponibilizadas para a pesquisa. Além disso, a regressão realizada se limita ao tempo máximo de 1000 horas, pois não é possível indicar se o padrão linear irá manter para valores superiores.

5.4 Cabos Cobertos Retirados da Rede Elétrica

Neste item são apresentados os resultados dos ensaios físico-químicos e elétricos dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig na região de Itajubá/MG. Também são realizadas comparações com as amostras novas e envelhecidas através do segundo método de envelhecimento. Vale ressaltar que não há informações a respeito da condição nova das amostras retiradas da Cemig. Também não se sabe por quanto tempo permaneceram em operação no sistema.

5.4.1 Ensaios Físico-Químicos

Na Figura 77, estão contidos os resultados dos espectros FTIR para os 5 cabos cobertos retirados da rede elétrica. As amostras 1 e 5, referem-se respectivamente aos fabricantes Y e T, enquanto os cabos cobertos 2, 3 e 4 foram fornecidas à Cemig pelo fabricante Z.

Nota-se, na Figura 77, que todas as amostras retiradas da rede elétrica da Cemig encontram-se oxidadas, porém, em níveis distintos. Por exemplo, as intensidades das bandas correspondentes às indicações “i”, “iii” e “v” são menores para os cabos 2 e 5 em comparação com os demais. Em geral, os espectros FTIR obtidos para os cabos cobertos retirados da rede elétrica se assemelham aos obtidos para as amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento.

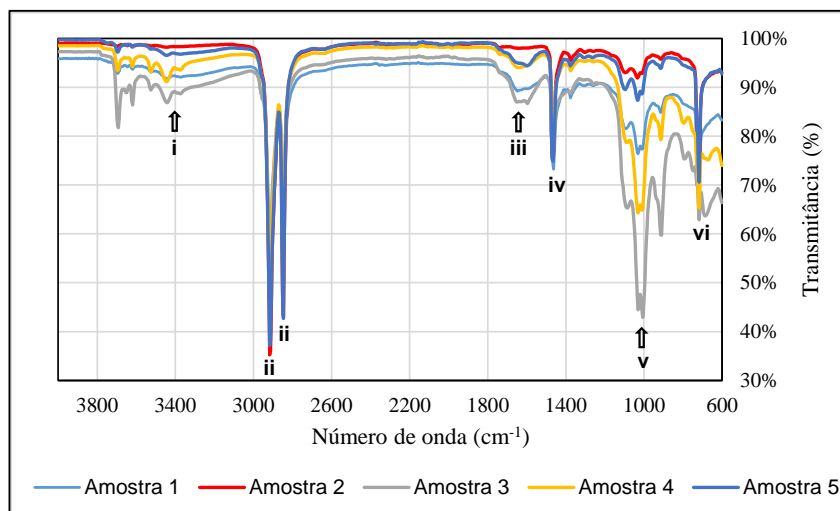


Figura 77 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos retirados da rede, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v* bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.

A oxidação dos cabos cobertos retirados da rede elétrica é confirmada através do índice de oxidação, conforme pode ser observado na Tabela 24.

Analisando as amostras separadamente, repara-se que a amostra 2 do fabricante Z apresenta baixo OI, semelhante aos índices encontrados para o XLPE novo do fabricante X. Por outro lado, as amostras 3 e 4 do fabricante Z e as amostras 1 e 5 dos fabricante Y e T, respectivamente, encontram-se com maiores OI, porém, apenas a amostra 3 apresenta o índice de oxidação semelhante aos obtidos para os cabos cobertos envelhecidos através do segundo método.

Tabela 24 – Índices de oxidação para as amostras de XLPE dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Índice de Oxidação - IO
Retirada da rede elétrica	1	Y	10,8%
	2	Z	1,7%
	3	Z	22,6%
	4	Z	8,1%
	5	T	7,7%

Em relação a energia de ativação da degradação do XLPE, obtida do ensaio de TGA, repara-se na Tabela 25 que o cabo 3 retirado da rede elétrica encontra-se em pior condição se comparado com as amostras 2 e 4 do mesmo fabricante, resultado condizente com o IO obtido para o fabricante Z. O cabo com pior desempenho está relacionado ao fabricante T, amostra

5, com a energia de ativação igual à $190,2 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$. Por outro lado, o melhor desempenho se dá para o fabricante Y, com a energia de ativação igual à $230,3 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$.

No geral, os resultados das energias de ativação dos cabos retirados da rede elétrica se assemelham à média dos resultados obtidos para os cabos envelhecidos em 1000 horas através do segundo método de envelhecimento e é menor do que a média dos resultados dos cabos novos analisados neste trabalho. Além disto, é possível observar uma grande dispersão nos resultados.

Tabela 25 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Energia de Ativação - E ($\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$)
Retirada da rede elétrica	1	Y	230,3
	2	Z	212,2
	3	Z	198,5
	4	Z	208,6
	5	T	190,2

Também é notado uma alta dispersão para os resultados do calor necessário para a entalpia de fusão do XLPE, conforme Tabela 26. Por outro lado, as amostras 2, 3 e 4 do fabricante Z, indicam resultados mais uniformes e semelhantes ao encontrado para os cabos cobertos envelhecidos em 500 horas através do segundo método de envelhecimento.

Avaliando os resultados da Tabela 26 separadamente, constata-se que as amostras 1 e 5 dos fabricantes Y e Z, respectivamente, apresentam os piores desempenhos, até mesmo se comparadas com os cabos cobertos envelhecidos por meio do segundo método de envelhecimento, indicando que o material consome menos calor para fundir.

Tabela 26 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Calor para Fusão [J/g]
Retirada da rede elétrica	1	Y	52,7
	2	Z	84,4
	3	Z	74,3
	4	Z	76,5
	5	T	57,6

Quanto a hidrofobicidade superficial do cabo coberto retirado da rede elétrica, na Figura 78 estão presentes os resultados das 5 amostras analisadas.

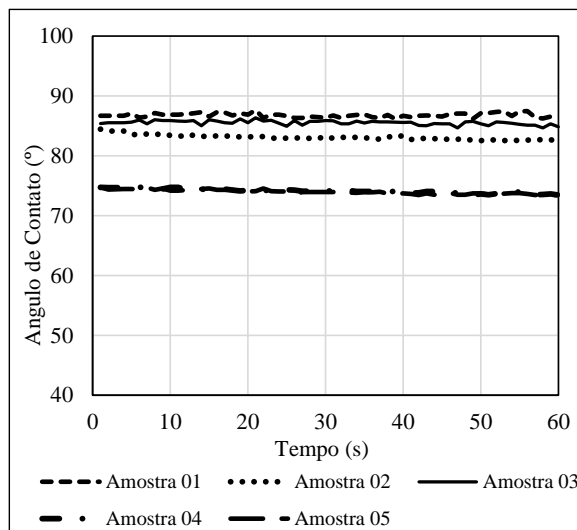


Figura 78 – Ângulo de contato das 5 amostras retiradas da rede elétrica da Cemig, sendo a amostra 1 referente ao fabricante Y, amostras 2, 3 e 4 referentes ao fabricante Z e amostra 5 ao fabricante T. Fonte: próprio autor.

Através da análise da Figura 78, conclui-se que as superfícies dos cabos cobertos retirados da rede são hidrofílicas, pois apresentam ângulos de contato menores que 90°. No entanto, avaliando as curvas, é possível observar uma melhor condição hidrofóbica para os cabos retirados da rede elétrica em comparação com os cabos envelhecidos através do segundo método. Por outro lado, o padrão da molhabilidade ao longo do tempo é semelhante às amostras novas, Figura 48.

5.4.2 Medição de Descargas Parciais (DP) e de Corrente de Fuga (CF)

De todos os 5 cabos cobertos retirados da rede elétrica da Cemig, de acordo com a Tabela 27, apenas a amostra 1 causou DP no conjunto ensaiado, no entanto, as descargas foram classificadas como corona. Portanto, conclui-se que as amostras retiradas da rede elétrica da Cemig não apresentam danos estruturais que impactam no nível de DP da RDC. Este comportamento também foi constatado para os cabos cobertos novos analisados neste trabalho. De maneira geral, tanto o envelhecimento artificial quanto o envelhecimento natural na rede elétrica da Cemig, não causou impacto significativo no nível de DP dos conjuntos analisados.

Os resultados do ensaio de corrente de fuga estão contidos na Figura 79, sendo A) e C) referentes aos cabos do fabricante Y e T, respectivamente, e B), referente ao fabricante Z. O APÊNDICE B apresenta os resultados por amostra ensaiada.

Tabela 27 – Nível máximo e tensão de extinção das DP das amostras retiradas da rede elétrica da Cemig.

Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante do cabo coberto	Nível de DP [pC]	Tensão de Extinção [kV]
Retirada da rede elétrica	1	Y	20,6*	9,6
	2	Z	-	-
	3	Z	-	-
	4	Z	-	-
	5	T	-	-

* Descargas corona

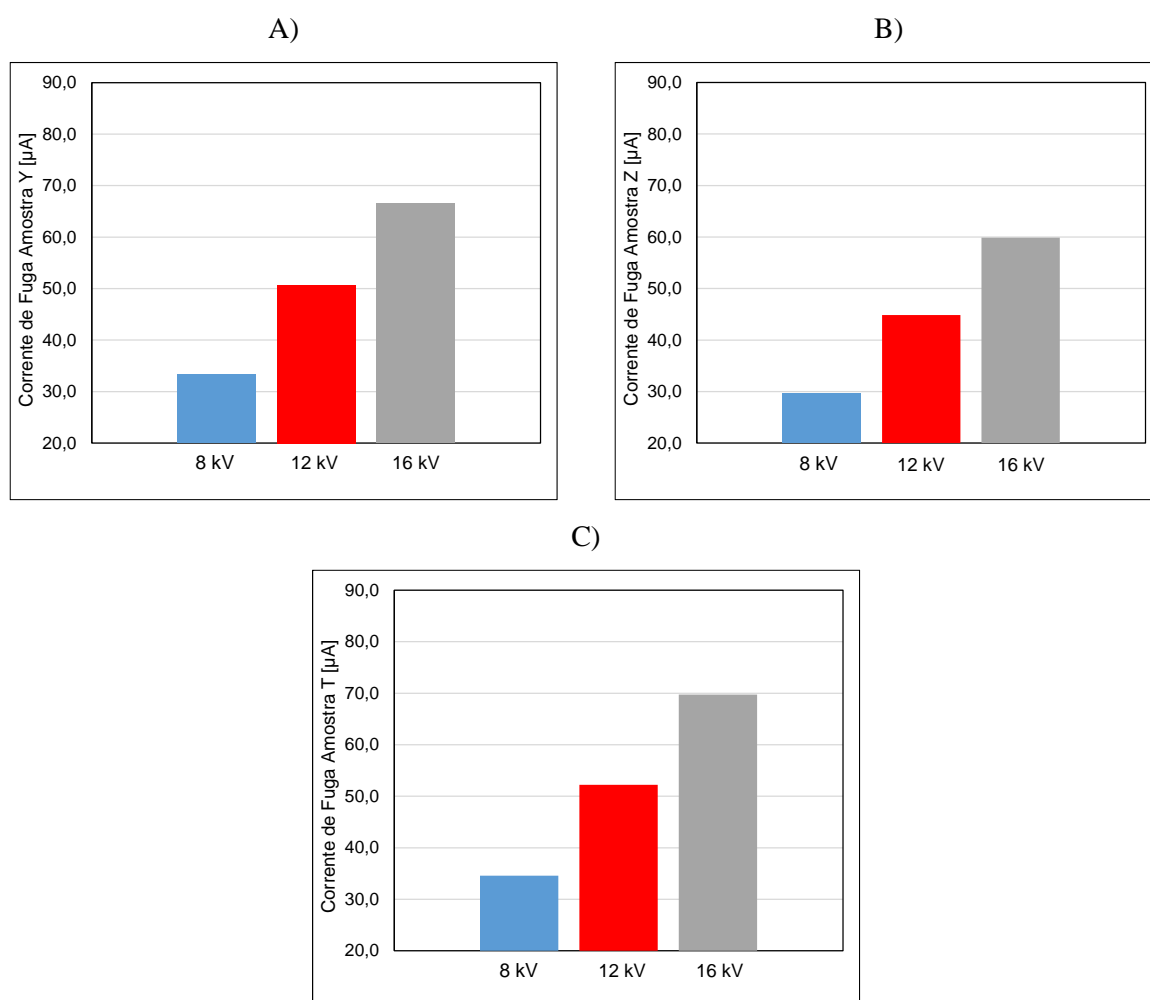


Figura 79 – CF das amostras retiradas da rede elétrica da Cemig: A) Amostra 1 – Fabricante Y; B) Média das amostras 2, 3 e 4 – Fabricante Z; C) Amostra 5 – Fabricante T. Fonte: próprio autor.

A média da CF dos três cabos do fabricante Z (Figura 79 B)), retirados da rede da Cemig, se assemelham aos valores obtidos para as amostras novas. Por outro lado, as amostras do fabricante Y e T, Figura 79 A) e C), respectivamente, apresentaram níveis de CF semelhantes aos valores obtidos para os cabos envelhecidos em 500 horas por meio do segundo método de envelhecimento.

5.3.3 Suportabilidade ao Impulso Atmosférico

Na Tabela 28 estão contidas as tensões de ruptura ao impulso atmosférico das amostras de cabo coberto retiradas da rede elétrica. Repara-se, neste caso, diferentes padrões de suportabilidade dielétrica entre os fabricantes. O pior desempenho se deu devido a utilização da amostra do fabricante T, enquanto as suportabilidades dielétricas impostas ao sistema devido a utilização dos cabos cobertos dos fabricantes Y e Z, apresentam-se semelhantes.

Tabela 28 – Tensão de ruptura ao impulso atmosférico das amostras retiradas da rede elétrica da Cemig.
Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Fabricante do cabo coberto	Distância do Furo ao Centro do Isolador (cm)	Distância de Arco d_a (cm)	Disrupção (kV)
Retirada da rede elétrica	1	Y	0,0	19,0	260,8
	2	Z	5,2	17,0	255,6
	3	Z	17,5	24,0	256,2
	4	Z	0,0	20,0	255,9
	5	T	9,8	19,0	199,2

Na Tabela 28, vale ressaltar a homogeneidade das tensões de ruptura obtidas para os cabos cobertos do fabricante Z, sobretudo em se tratando de cabos anteriormente utilizados no sistema. Este comportamento não é observado, por exemplo, para as amostras novas analisadas neste trabalho. Considerando apenas as tensões de ruptura dos 3 cabos do fabricante Z, a média resultante é de 255,9 kV.

A homogeneidade da suportabilidade dielétrica frente às tensões de impulso é um parâmetro importante para o sistema elétrico, principalmente para componentes novos. Em simulações, por exemplo, é comum a utilização de um valor de suportabilidade dielétrica frente a surtos atmosféricos para componentes idênticos.

Comparações entre as tensões de ruptura dos cabos cobertos retirados da rede elétrica, das amostras novas analisadas neste trabalho e das amostras envelhecidas através do segundo método, podem ser visualizadas na Figura 80.

Com base na Figura 80, todos os resultados obtidos para os cabos cobertos retirados da rede elétrica apresentaram piores desempenhos para a RDC em comparação com as tensões de ruptura obtidas para as amostras novas. No geral, os cabos retirados da rede elétrica resultaram ao sistema, suportabilidades dielétricas semelhantes as obtidas mediante utilização dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas. Na Figura 80, também pode-se observar o baixo desvio entre os resultados das amostras 2, 3 e 4 do fabricante Z e da amostra 1 do fabricante Y.

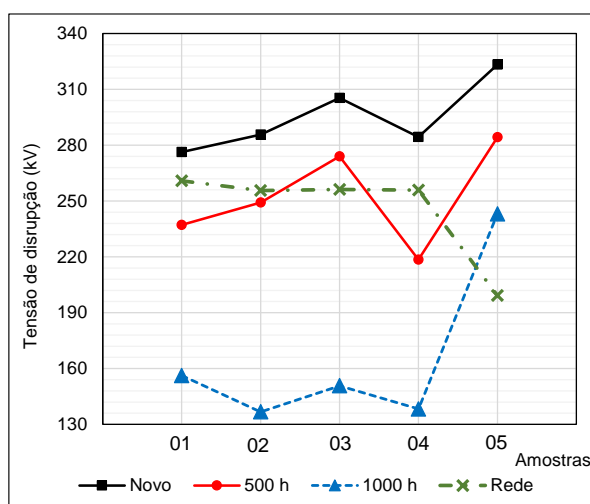


Figura 80 – Comparação da tensão de ruptura ao impulso atmosférico das amostras novas, envelhecidas através do segundo método e retiradas da rede elétrica da Cemig. Fonte: próprio autor.

Após o rompimento da camada protetora dos cabos, foi realizado o ensaio *Up and Down* a fim de determinar a tensão $U_{50\%}$ da RDC com o cabo falhado. Os resultados estão apresentados na Tabela 29, a qual correlaciona a tensão $U_{50\%}$ com a distância de arco do sistema.

Repara-se na Tabela 29 que todos os conjuntos ensaiados apresentaram distância de arco menores que 25 cm, sendo a menor suportabilidade observada para o fabricante T, a qual resultou em 111,0 kV, correspondente a distância de arco de 19,0 cm. Por outro lado, o melhor desempenho se deu para a maior distância de arco (24,0 cm), relacionada à amostra 3 do fabricante Z, com a tensão $U_{50\%}$ igual a 157,2 kV.

De maneira geral, a distância dos furos em relação ao centro do isolador foi semelhante ao observado para as amostras envelhecidas em 1000 horas.

Em geral, independente da condição dos conjuntos ensaiados (novos, envelhecidos artificialmente e retirados da rede elétrica), foi observado a tendência de crescimento da suportabilidade com o aumento da distância de arco. No entanto, as amostras retiradas da rede elétrica apresentaram uma maior faixa de suportabilidade dielétrica para as distâncias de arco menores que 25 cm em comparação com as amostras novas e envelhecidas artificialmente.

Tabela 29 – Tensão $U_{50\%}$ das amostras retiradas da rede elétrica e rompidas no ensaio de ruptura ao impulso atmosférico. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Fabricante do cabo coberto	Distância de Arco (cm)	Tensão $U_{50\%}$ (kV)
Retirado da Rede Elétrica	1	Y	19,0	138,3
	2	Z	17,0	123,5
	3	Z	24,0	157,2
	4	Z	20,0	119,0
	5	T	19,0	111,0

5.5 Comparação Entre a Suportabilidade Dielétrica das RDC e das Redes Convencionais

Ao contrário das redes compactas, que apresentam dupla isolação (polietileno e ar ambiente), as redes convencionais dependem basicamente da isolação ar ambiente, visto que os condutores estão expostos sobre os isoladores. Desta maneira, as redes convencionais tendem a apresentar piores desempenhos dielétricos em relação as RDCs, conforme foi discutido no *Capítulo 1* e *Capítulo 2* deste trabalho. No entanto, conforme analisado neste trabalho, o envelhecimento e as falhas dos componentes poliméricos presentes na RDC, provocam a redução da suportabilidade dielétrica da rede.

Desta maneira, neste item são apresentadas comparações entre a suportabilidade dielétrica das RDCs, considerando as amostras na condição nova e envelhecidas em 500 horas e 1000 horas através do segundo método de envelhecimento, e a suportabilidade dielétrica de componentes da rede convencional, como chave seccionadora, chave fusível e isoladores do tipo pino e pilar. Todos os componentes analisados são da classe de tensão de 15 kV e as análises são feitas considerando impulsos de tensão de polaridade positiva.

Vale ressaltar também que as RDCs são dependentes da suportabilidade dielétrica da chave seccionadora e da chave fusível, visto que estes equipamentos são utilizados na RDC sem nenhuma proteção em suas partes ativas.

Na Tabela 30 estão contidos os resultados da tensão média de ruptura dos trechos de RDC ensaiados neste trabalho e as tensões $U_{50\%}$ de componentes da rede convencional, obtidos no início desse trabalho, [23], e através de outros trabalhos do LAT-EFEI [14, 17]. Repara-se neste caso, que a utilização das amostras novas na RDC, proporciona um alto ganho de suportabilidade dielétrica em comparação com os componentes da rede convencional, variando de 123,7% até 169,2%.

Embora seja observada a redução da suportabilidade dielétrica da RDC com o tempo de envelhecimento das amostras, o desempenho dielétrico da RDC permanece maior se comparado com os componentes da rede convencional. Conforme a Tabela 30, o ganho de suportabilidade dielétrica proporcionado pelas amostras envelhecidas em 500 horas varia de 78,2% a 106,3% em relação a rede convencional. Do mesmo modo, para as amostras envelhecidas em 1000 horas, o aumento da suportabilidade dielétrica é de 10,3% até 27,7%.

Tabela 30 – Comparação entre a suportabilidade dielétrica da RDC, considerando a tensão média de ruptura das amostras novas e envelhecidas, e a suportabilidade dielétrica dos equipamentos da rede convencional, considerando a chave seccionadora, a chave fusível e os isoladores do tipo pino e pilar. Fonte: próprio autor e adaptado de [14, 17].

REDE COMPACTA			REDE CONVENCIONAL			
Tensão média de ruptura (kV)			Tensão $U_{50\%}$ (kV)			
Novo	500 horas envelhecidas	1000 horas envelhecidas	Chave Seccionadora	Chave Fusível	Isolador Pino	Isolador Pilar
295,0	235,0	145,5	109,6	126,3	113,9	131,9

Considerando a camada protetora do cabo rompida (falhada), observa-se na Tabela 31 as menores tensões $U_{50\%}$ obtidas para a RDC, levando em conta novamente as amostras novas e envelhecidas. Para fins de comparação, também são apresentadas na Tabela 31 as tensões $U_{50\%}$ da chave seccionadora, chave fusível e isoladores do tipo pino e pilar da rede convencional.

Repara-se na Tabela 31, que as menores tensões $U_{50\%}$ obtidas para o trecho de RDC ensaiado, considerando a cabo coberto rompido e as amostras envelhecidas, são semelhantes a suportabilidade dielétrica dos componentes da rede convencional. Isto indica que a presença de falhas na cobertura dos cabos que expõem o condutor ao ar ambiente, podem causar

reduções na suportabilidade dielétrica da RDC, tornando-a próxima da suportabilidade dielétrica das redes convencionais.

Com base na avaliação realizada, conclui-se que, mesmo com o envelhecimento da camada protetora do cabo da RDC, o desempenho da rede considerando impulso atmosférico ainda é maior do que o apresentado para a rede convencional, indicando que esse não é um problema para o conjunto cabo coberto e isolador polimérico. No entanto, embora presentes em menor quantidade, os equipamentos de manobra são comuns entre a RDC e a rede convencional, sendo a chave seccionadora a mais crítica para ambas as redes, impactando na coordenação de isolamento dos dois sistemas de distribuição.

Tabela 31 – Comparação entre a suportabilidade dielétrica da RDC, considerando a menor tensão $U_{50\%}$ das amostras novas e envelhecidas previamente rompidas, e a suportabilidade dielétrica dos equipamentos da rede convencional, considerando a chave seccionadora, a chave fusível e os isoladores do tipo pino e pilar. Fonte: próprio autor e adaptado de [14, 17].

REDE COMPACTA			REDE CONVENCIONAL			
Menor Tensão $U_{50\%}$ das amostras rompidas (kV)			Tensão $U_{50\%}$ (kV)			
Novo	500 horas envelhecidas	1000 horas envelhecidas	Chave Seccionadora	Chave Fusível	Isolador Pino	Isolador Pilar
148,1	125,9	121,3	109,6	126,3	113,9	131,9

Conclui-se, portanto, que considerando o conjunto cabo coberto e isolador polimérico, a maior preocupação está relacionada com a presença de falhas provocadas, entre outros fatores, devido a poluição, causando trilhamentos e erosões nas amostras. Esses eventos também foram retratados no ensaio de envelhecimento desenvolvido nesse trabalho.

As falhas observadas podem provocar derramamento de material isolante, incêndio nos componentes e, conseqüentemente, curto-circuito no sistema, mesmo sem o material apresentar envelhecimento. Esse fato pode ser observado considerando as análises dos resultados do primeiro método de envelhecimento, no qual foram observadas falhas graves no material, incluindo incêndio em uma parte das amostras, porém, a análise de regiões próximas às falhas, indicaram que o material estava na condição nova, ou seja, sem mudanças estruturais.

Dependendo do estado do material em relação às falhas, a suportabilidade do sistema frente à impulso atmosférico poderá ser menor do que os valores observados nesse trabalho.

6 Conclusões

Os dois métodos de envelhecimento abordados neste trabalho provocaram falhas nas amostras ensaiadas, com formação de trilhamentos e erosões. Estas falhas ocorreram em decorrência da presença da névoa salina e da alta sollicitação elétrica na região. Se falhas semelhantes ocorressem no sistema, os efeitos poderiam ser observados em forma de interrupções no fornecimento de energia elétrica e acidentes como incêndios devido ao derramamento de material inflamável e possíveis contatos acidentais de pessoas e animais com partes energizadas da rede.

Embora os cabos cobertos tenham apresentado falhas pontuais no transcorrer do ensaio de envelhecimento através do primeiro método, com base nos ensaios físico-químicos e elétricos, foi verificado que, em geral, as partes intactas dos cabos cobertos não sofreram mudanças estruturais que caracterizam o envelhecimento do cabo coberto. Este fato indica que as amostras não foram devidamente envelhecidas, tornando o primeiro método ineficaz em seu objetivo.

Por outro lado, o acréscimo do efeito térmico proporcionado pelo segundo método de envelhecimento resultou na oxidação do XLPE presente no cabo coberto e na sua degradação. A mudança estrutural da camada protetora do cabo coberto, comprovada nos ensaios físico-químicos, propiciou o aumento da corrente de fuga da rede e a redução da suportabilidade dielétrica da RDC frente ao impulso atmosférico de formato padronizado e de polaridade positiva.

Conclui-se então que o segundo método é eficaz para analisar o impacto do envelhecimento dos componentes no desempenho da RDC. Além disto, o acréscimo do fator térmico aos demais fatores é determinante para causar o envelhecimento do polietileno.

Portanto, o método desenvolvido considerando os três fatores de envelhecimento, térmico, elétrico e poluição, proporciona atingir dois objetivos, ou seja, envelhecer os cabos cobertos e verificar a capacidade das amostras em resistir às falhas (erosões e trilhamentos). Nesse sentido, o objetivo principal do trabalho foi atingido através do segundo método de envelhecimento desenvolvido.

Considerando a suportabilidade dielétrica da RDC frente à surtos provenientes de descargas atmosféricas, foi observada uma redução com o aumento do tempo de envelhecimento do cabo coberto, conforme o segundo método de envelhecimento. Por outro lado, mesmo com a redução de suportabilidade proporcionada pelos componentes envelhecidos, o trecho de RDC ensaiado permanece com maior suportabilidade dielétrica se

comparado com a rede convencional, tanto para isoladores de porcelana do tipo pino, quanto do tipo pilar [14]. Além disto, também proporcionam maior suportabilidade dielétrica em comparação com equipamentos de manobra de classe 15 kV (chaves seccionadoras e chaves fusíveis) [23]. Tais equipamentos de manobra são utilizados também na RDC e, coincidentemente, o elemento mais crítico da rede convencional e compacta frente aos surtos provenientes de descargas atmosféricas é a chave seccionadora.

Conclui-se portanto, que a suportabilidade dielétrica da RDC frente à impulso atmosférico não é de fato o maior problema para a rede, pois mesmo envelhecidos, o conjunto cabo coberto e isolador polimérico apresenta a suportabilidade maior do que o NBI da rede. No entanto, vale ressaltar que, a presença de falhas na rede provocadas pelas descargas superficiais podem causar a perda de material isolante dos componentes, expondo a parte ativa do cabo e reduzindo drasticamente a distância de arco do sistema. Componentes nestas condições não foram ensaiados, pois o foco do trabalho é avaliar o impacto do envelhecimento dos cabos cobertos na coordenação de isolamento da rede e não o impacto das falhas.

De fato, para a RDC, as falhas provocadas devido a elevados níveis de poluição, umidade e temperatura é o fator mais crítico para o sistema. Esses componentes podem falhar antes mesmo de iniciarem seu processo de envelhecimento, conforme foi observado no primeiro método desenvolvido nesse trabalho. Portanto, a verificação da compatibilidade dielétrica entre os materiais e a resistência às falhas é o fator principal na avaliação da qualidade dos materiais. Tal objetivo também pode ser obtido utilizando o segundo método desenvolvido nesse trabalho.

Em geral, foram observadas grandes dispersões nos resultados dos ensaios considerando a mesma condição do cabo coberto, tanto para os cabos novos, quanto para os envelhecidos. Esta dispersão é crítica para o sistema de distribuição, visto que não é possível garantir a uniformidade da coordenação de isolamento da rede com os componentes no mesmo estado. Este fator pode, por exemplo, resultar em sérios prejuízos às simulações computacionais do sistema elétrico, impactando nos projetos de manutenção e ampliação da rede. Sendo assim, conhecer o real nível de suportabilidade da RDC e a uniformidade dos materiais utilizados é de suma importância para as concessionárias.

Tendo isto em vista, a garantia da qualidade dos equipamentos e componentes através de ensaios traz benefícios ao comprador e ao consumidor final, devido a melhora da confiabilidade do sistema. O aprimoramento das técnicas de ensaio e controle da qualidade torna-se necessário por parte dos fabricantes e das concessionárias de energia elétrica, que são os maiores compradores dos componentes da RDC.

A utilização das metodologias desenvolvidas neste trabalho pode resultar em ganhos de qualidade para os fabricantes de cabos e para as concessionárias de energia elétrica. Neste sentido, propõe-se a utilização do segundo método de envelhecimento desenvolvido neste trabalho para verificar a resistência do material para resistir às falhas e alcançar o envelhecimento dos componentes. Após o envelhecimento, propõe-se caracterizar os componentes por meio dos ensaios físico-químicos analisados neste trabalho e dos ensaios elétricos correspondentes à medição de corrente de fuga e suportabilidade ao impulso atmosférico, considerando o impulso de tensão padronizado na polaridade positiva.

6.1 Proposta para Trabalhos Futuros

Neste trabalho, foi constatado a tendência de aumento linear da média do índice de oxidação, da corrente de fuga e da tensão de ruptura do conjunto cabo coberto e isolador polimérico, com o aumento do tempo de exposição das amostras de XLPE ao segundo método de envelhecimento. Para garantir maior confiabilidade para a modelagem realizada, propõe-se realizar o envelhecimento com, no mínimo, outros dois tempos (sugestão: 250 horas e 750 horas). Posteriormente, verificar se a tendência linear permanece.

Em relação aos ensaios de suportabilidade ao impulso atmosférico, este trabalho considerou a RDC sem a presença do cabo guarda, o qual, em certos casos, poderia proporcionar uma menor distância de arco para o sistema, impactando na suportabilidade dielétrica da rede. Deste modo, surge a necessidade de avaliar a suportabilidade dielétrica da RDC com a utilização do cabo guarda. Para tanto, propõe-se a realização dos ensaios de suportabilidade ao impulso atmosférico utilizados neste trabalho, considerando a RDC na sua condição nova e com a presença do cabo guarda. Também pode-se avaliar outros elementos da rede, como a utilização dos espaçadores poliméricos.

Por fim, sugere-se avaliar a aplicabilidade do segundo método de envelhecimento desenvolvido nesse trabalho para outros fabricantes e modelos de cabo coberto. Além disso, pode-se alterar o arranjo dos cabos na área de ensaio.

Referências

- [1] R. V. A. Monteiro, G. C. Guimarães, A. M. Tamashiro e F. B. Silva, “Three-Phase Analysis of Active Losses on Conventional and Compact Distribution Networks,” *IEEE Latin American Transactions*, vol. 4, pp. 682-689, 2017.
- [2] R. E. Souza Filho, *Caracterização e Análise dos Efeitos Assossidados à Falha de Isolamento em Cabos Cobertos de Redes de Distribuição Compactas Frente a Surtos Atmosféricos*, Brasil: Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, 2018.
- [3] G. S. Lima, R. M. Gomes, R. E. Souza, A. Contia, F. H. Silveira, S. Visacro e W. A. Souza, “Impulse Withstand Voltage of Single-phase Compact Distribution Line Structures Considering Bare and XLPE-covered Cables,” *ELSEVIER - Electrical Power System Research*, vol. 153, pp. 88-93, 2017.
- [4] A. M. Nóbrega, *Estudo das Redes Aéreas Compactas por Meio de Ensaio e Modelagens Utilizando o Método dos Elementos Finitos*, Brasil: Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI, 2011.
- [5] A. M. Nóbrega, *Análise da Isolação em XLPE dos Cabos Cobertos Utilizados nas Redes de Média Tensão*, Brasil: Tese de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI, 2013.
- [6] F. H. Molina, A. P. Dadam, A. G. Kanashiro, W. Pinheiro e G. R. Almeida, “Experimental study concerning the utilization of polymeric materials in distribution lines,” *IEEE PES T&D Conference and Exposition, Chicago, USA*, Julio 2014.
- [7] N.-2. CEMIG, *Norma de Distribuição - Instalações Básicas de Redes de Distribuição Compactas*, Belo Horizonte, 2016.
- [8] N. 2. CEMIG, *Manual de Distribuição - Instalações Básicas de Linhas e Redes de Distribuição Compactas de 24,2 e 36,2 kV*, Belo Horizonte, 2014.
- [9] ABNT IEC/TS 60815-1, *Seleção e Dimensionamento de Isoladores para Alta-Tensão para Uso Sob Condições de Poluição Parte 1: Definições, Informações e Princípios Gerais*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014.
- [10] O. P. Junior e I. D. A. Pinto, *Relâmpagos*, São Paulo: Brasiliense, 2008.
- [11] V. L. Coelho, “Análise do Desempenho de Redes Aéreas de Distribuição de Média Tensão Frente à Ação das Descargas Atmosféricas,” *Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis*, 2010.
- [12] W. A. Souza, *Estudo do Comportamento de Estruturas de Redes de Distribuição Compactas Frente A Sobretensões Impulsivas*, Belo Horizonte: Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.

- [13] J. He, S. Gu, S. Chen, R. Zeng e W. Chen, "Discussion on Measures Against Lightning Breakage of Covered Conductors on Distribution Lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, nº 2, pp. 693-702, 2008.
- [14] G. P. Lopes, *Avaliação do Comportamento Dielétrico de Isoladores de Média Tensão Frente à Sobretensões Induzidas de Origem Atmosférica*, Itajubá: Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [15] G. P. Lopes, *Modelagem Estatística do Efeito Disruptivo para Isoladores de Média Tensão*, Itajubá: Tese de Doutorado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [16] G. P. Lopes, J. A. D. Pedro e M. L. B. Martinez, "Evaluation of CFO for Medium Voltage Insulators Submitted to Non-Standard Impulse Shapes - Experimental Results," *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. pp. 419-423, 2013.
- [17] G. H. Faria, *Estudo do Comportamento Dielétrico de Equipamentos de Manobra em Média Tensão frente a Impulsos Não Padronizados*, Itajubá: Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2017.
- [18] G. H. Faria, G. P. Lopes, E. T. W. Neto e M. L. B. Martinez, "Estudo do Comportamento da Isolação de Chaves Seccionadoras de Média Tensão Frente à Ocorrência de Surtos Não Padronizados," *CIGRÉ - XVI ERIAC. Puerto Iguazú, Argentina*, Maio 2015.
- [19] G. P. Lopes, G. H. Faria, E. T. W. Neto e M. L. B. Martinez, "Lightning Withstand of Medium Voltage Cut-out Fuses Stressed by Nonstandard Impulse Shapes," *IEEE: EIC - Electrical Insulation Conference. Montreal, Canadá*, June 2016.
- [20] A. M. Nóbrega, M. L. B. Martinez e A. A. Queiroz, "Investigation and Analysis of Electrical Aging of XLPE Insulation for Medium Voltage Covered Conductors Manufactured in Brazil," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, nº 2, pp. 628-640, 2013.
- [21] G. S. Lima, *Avaliação da Suportabilidade de Estruturas Monofásicas de Redes de Distribuição Aéreas Compactas Frente a Impulsos Atmosféricos Padronizados*, Belo Horizonte: Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais., 2015.
- [22] R. M. Gomes, *Estudo do Comportamento de Cabos com Cobertura Isolante de Redes de Distribuição Compactas Frente a Sobretensões Impulsivas Padronizadas*, Belo Horizonte: Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.
- [23] G. H. Faria, G. P. Lopes, T. C. Rodrigues, E. T. W. Neto, T. A. Nogueira e M. P. Pereira, "Lightning Withstand of Medium Voltage Switches and Cut-out Fuses Considering Standard and Nonstandard Impulse Shapes," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 36, nº 4, pp. 47-55, 2020.
- [24] IBGE - Posição e Extensão do Território Brasileiro, <<https://cnae.ibge.gov.br/en/estrutura/na-tur-estrutura/natureza-juridica-2003-1/418-teen/teen->

sobre-o-brasil/territorio-brasileiro-e-recursos-naturais/posicao-e-extensao/2493-posicao-e-extensao.html>. Acesso em: 21 de março de 2022.

- [25] CIGRÉ, *142 - Natural and Artificial Ageing and Pollution Testing of Polymeric Insulators*, Paris: CIGRÉ, 1999.
- [26] G. Raikos, “Development of the Hendrix Polyethylene Pin Type Insulator,” *ECNE T&D Committee Meeting*, n° 67.
- [27] R. A. Roncolato, *Sistemas Elétricos com Redes Protegidas - Características Técnicas*, Belo Horizonte: SIPASE - Seminário Internacional de Planejamento Urbano, Arborização e Sistemas Elétricos, 2010.
- [28] F. P. Cortés, I. R. Vazquez, P. Gómez e V. A. Heredia, “Performance of a Spacer Cable System Under Polluted Conditions,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 30, n° 6, pp. 13-19, 2014.
- [29] *Catálogo Induscabo - Cabo Indugrex Al TR Dupla Camada XLPE/HDPE 15 kV a 35 kV*, <<http://www.induscabos.com.br/wp-content/uploads/2018/08/cabos-indugrex-al-tr-dupla-camada.pdf>>. Acesso em: 06 de novembro de 2019.
- [30] ABNT NBR 15992, *Redes de Distribuição Aérea de Energia Elétrica com Cabos Cobertos Fixados em Espaçadores para Tensões até 36,2 kV*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [31] ABNT NBR 5456, *Eletricidade Geral - Terminologia*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2010.
- [32] ELEKTRO, ND.12, *Redes Protegidas Compactas - Critérios para Projetos e Padronização de Estruturas*, Campinas, 2018.
- [33] I. P. Faria, *Desenvolvimento de Protótipo e Avaliação do Desempenho de Invólucros de PEAD para Aplicação em Para-Raios de Distribuição*, Itajubá: Tese de Doutorado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [34] D. K. Das-Gupta, “Polyethylene: Structure, Morphology, Molecular Motion and Dielectric Behavior,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 10, n° 3, pp. 5-15, 1994.
- [35] T. Mizutani, “Behavior of Charge Carriers in Organic Insulating Materials,” *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, n° Kansas City, USA, 2006.
- [36] S. V. Canevarolo Jr, *Técnicas de Caracterização de Polímeros*, São Paulo: Artliber, 2004.
- [37] R. Salustiano, *Avaliação do Comportamento de Isoladores Poliméricos durante o Processo de Envelhecimento*, Itajubá: Tese de Doutorado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2019.

- [38] J. V. Gulmine, *Processos de Envelhecimento e Correlações Estrutura-Propriedades do XLPE*, Curitiba: Tese de Doutorado - Programa de Pós-graduação em Engenharia, Área Engenharia de Materiais, Universidade Federal do Paraná, 2004.
- [39] R. Salustiano, T. A. Nogueira, A. A. A. Queiroz, E. T. W. Neto e C. Salles, "Artificial Rain Accelerated Aging Test of HDPE Pin Insulators for Medium Voltage Distribution in Brazil," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24, n° 4, pp. 2483-2492, 2017.
- [40] IEEE - Power Engineering Society, "Standard for High-Voltage Testing Techniques," IEEE Power and Energy Society, New York, 2013.
- [41] IEC - International Electrotechnical Commission, *IEC 60060-1, "High-voltage Test Techniques - Part 1: General Definitions and Test Requirements"*, Switzerland, 2010.
- [42] C. A. Nucci, "Lightning-induced Voltages on Overhaed Power Lines, Part II: Coupling Models for the Evaluation of Induced Voltages," *Cigré, Electra*, n° 162, October, 1995.
- [43] C. A. Nucci, "Lightning-induced Voltages on Overhead Power Lines, Part I: Return-stroke Current Models With Specific Channel-base Current for the Evaluation of the Return-stroke Electromagnetic Fields," *Cigré, Electra*, n° 161, August, 1995.
- [44] C. A. Nucci, F. Rachidi, M. V. Ianoz e C. Mazzetti, "Lightning-Induced Voltages on Overhead Lines," *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 35, n° 1, February, 1993.
- [45] C. A. Nucci, F. Rachidi, M. Ianoz e C. Mazzetti, "Comparison of Two Coupling Models for Lightning-Induced Overvoltage Calculations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, n° 1, January, 1995.
- [46] V. Cooray, *Lightning Protection*, London: Institution of Engineering and Technology, 2010.
- [47] V. Cooray, *The Ligftning Flash*, London: Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [48] E. Kuffel, W. Zaengl e J. Kuffel, *High Voltage Engineering - Fundamentals*, Toronto: Butterworth-Heinemann, 2000.
- [49] V. A. Rakov e M. A. Umam, "Lightning: Physics and Effects," *Cambridge University Press*, n° 3, 2006.
- [50] H. J. Blennow, M. L.-A. Sjoberg, M. A. S. Leijon e S. M. Gubanski, "Electric Field Reduction Due to Charge Accumulation in a Dielectric-Covered Electrode System," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 7, n° 3, pp. 340-345, 2000.
- [51] M. Darveniza, "Electrical Breakdown of air Between Insulated Conductors," *IEEE International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Xi'an, China*, pp. 615-620, 2000.
- [52] J. G. Gill, R. D. Stys e R. U. Seely, "Impulse Characteristics of Aerial Spacer Cable," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 86, n° 3, pp. 369-373, 1967.

- [53] K. Nakamura, P. J. Mckenny, M. S. A. A. Hammam, G. Adams, R. Fernandes e F. Rushden, "Impulse Breakdown Characteristics of 13.2 kV Covered Conductor Insulator/Tie Configurations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 1, n° 4, pp. 250-258, 1986.
- [54] F. Nishimura, L. Cicarelli, M. Coelho, B. Trager e M. Soares, "Covered Cable Comparative Testing: HDPE and XLPE Evaluation," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, USA, 2001*.
- [55] A. Syakur, H. Berahim, Tumiran e Rochmadi, "Electrical Tracking Formation on Silane Epoxy Resin under Various Contaminants," *TELKOMNIKA*, vol. 11, n° 1, pp. 17-28, 2013.
- [56] M. Vakilian, T. Blackburn, H. Johnson e B. Phung, "Investigation of Partial Discharge Propagation on Compact three Phase XLPE Cables," *Australasian Universities Power Engineering Conference, Sydney, Australia, 2008*.
- [57] R. E. Lee, D. E. Fritz, P. H. Stiller e D. F. Shankle, "Prevention of Covered Conductor Burndown on Distribution Circuits - Arcing Protection Devices," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-101, n° 8, pp. 2434-2438, 1982.
- [58] G. C. Silva, M. Munaro, S. R. Júnior, D. B. Araujo, A. P. Dadam, F. M. D'Aquino e M. H. Oka, "Different Configurations of Spacer Cable System Under Multiple Stress Tests," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Dallas, USA, 2016*.
- [59] K. Zhou, M. Huang, W. Tao, M. He e M. Yang, "A Possible Water Tree Initiation Mechanism for Service-aged XLPE Cables: Conversion of Electrical Tree to Water," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, n° 3, pp. 1854-1861, 2016.
- [60] C. Katz e M. Walker, "Evaluation of Service Aged 35 kV TR-XLPE URD Cables," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, n° 1, pp. 1-6, 1998.
- [61] H. Sarma, "Accelerated Life Tests on a New Water Tree Retardant Insulation for Power Cables," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, n° 2, pp. 551-559, 1997.
- [62] T. Tanmaneeprasert e P. Lewin, "The Use of Partial Discharge Analysis for the Diagnosis of Electrical Ageing in Polymeric Insulation Containing Cavities," *EIC - Electrical Insulation Conference, Montréal, Canada, 2016*.
- [63] I. Christou e I. Cotton, "Methods for Partial Discharge Testing of Aerospace Cables," *IEEE International Symposium on Electrical Insulation, San Diego, USA, 2010*.
- [64] J. M. B. Bezerra, S. H. M. S. Rodrigues, B. R. F. Lopes, D. S. Lopes e V. A. L. Ferreira, "Evaluating Failures of Polymer Insulators in Brazilian Distribution Networks," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 35, n° 1, pp. 38-44, 2012.
- [65] S. Chandrasekar e C. Kalaivanan, "Partial Discharge Detection as a Tool to Infer Pollution Severity of Polymeric Insulators," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 17, n° 1, pp. 181-188, 2010.

- [66] C. Mazzetti, F. M. F. Mascioli, F. Baldini, M. Panella, R. Risica e R. Bartnikas, "Partial Discharge Pattern Recognition by Neuro-Fuzzy Networks in Heat-Shrinkable Joints and Terminations of XLPE Insulated Distribution Cables," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, n° 3, pp. 1035-1044, 2006.
- [67] C. Yonghong, C. Xiaolin, Z. Shaofeng e L. Yihang, "On-line Partial Discharge Monitor System of XLPE Power Cable Based on Virtual Instrument," *Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Nagoya, Japan*, 2003.
- [68] I. Ramirez, R. Hernández e G. Montoya, "Measurement of Leakage Current for Monitoring the Performance of Outdoor Insulators," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 28, n° 4, pp. 29-34, 2012.
- [69] J. H. M. Brito, *Os Efeitos da Agregação Salina nas Redes Compactas de Distribuição de Energia Elétrica*, Vitória: Projeto de Graduação - Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, 2017.
- [70] C. H. De Turreil e P. J. Lambeth, "Aging of Composite Insulators: Simulation by Electrical Tests," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, n° 3, pp. 1558 - 1567, 1990.
- [71] G. G. Karady, S. H. M. e R. F. A. M., "Review of Cigre and IEEE Research into Pollution Performance of Nonceramic Insulators: Field Aging Effects and Laboratory Test Techniques," *Cigré - Paris*, p. 8, 28 August 1994.
- [72] IEC 62217, *Polymeric HV Insulators for Indoor and Outdoor Use – General Definitions, Test Methods and Acceptance Criteria*, IEC - International Electrotechnical Commission, 2012.
- [73] M. N. O. Sadiku, *Numerical Techniques in Electromagnetics*, Washington, D.C.: CRC Press, 2001.
- [74] G. H. Faria, M. P. Pereira, G. P. Lopes, J. P. Villibor, P. Tavares e I. P. Faria, "Evaluation of Capacitance and Dielectric Dissipation Factor of Distribution Transformers - Experimental Results," *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, October 2018.
- [75] M. M. khotbehsara, A. Manalo, T. Aravinthan, J. Turner, W. Ferdous e G. Hota, "Effects of Ultraviolet Solar Radiation on the Properties of Particulate-filled Epoxy Based Polymer Coating," *Elsevier*, vol. 181, pp. 1-10, 2020.
- [76] IEC 60216-1, *Electrical insulating materials – Thermal Endurance Properties – Part 1: Ageing Procedures and Evaluation of Test Results*, IEC - International Electrotechnique Commission, 2013.
- [77] R. S. Gorur, E. Cherrey, R. Hackam e T. Orbeck, "The Electrical Performance of Polymeric Insulating Materials Under Accelerated Aging in a Fog Chamber," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, n° 3, pp. 1157-1164, 1988.

- [78] R. S. Gorur e S. S. Rajan, "Contamination Performance of Polymeric Insulating Materials Used for Outdoor Insulation Applications," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 24, n° 4, pp. 713-716, 1989.
- [79] R. Tripathi, G. Grzybowski e R. Ward, "Electrical Degradation of 15 kV Composite Insulator Under Accelerated Aging Conditions," *2013 Electrical Insulation Conference*, pp. 404 - 408, 2013.
- [80] E. L. Mattos Mehl e C. H. Turreil, "Multiple Stress Aging of HV," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 25, n° 3, pp. 521 - 526, 1990.
- [81] H. M. Schneider, W. W. Guidi, J. T. Burham, R. S. Gour e J. F. Hall, "Accelerated Aging and Flashover Tests on 138 kV Nonceramic Insulators," *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 6, pp. 325-336, 1993.
- [82] ABNT NBR 16094, *Acessórios Poliméricos para Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica - Requisitos de Desempenho e Métodos de Ensaio*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2017.
- [83] ABNT NBR 16327-1, *Isolador Polimérico Tipo Pino para Redes com Cabos Cobertos Fixados em Espaçadores, para Tensões Acima de 1 000 V. Parte 1: Definição, Métodos de Ensaio e Critérios de Aceitação*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014.
- [84] ABNT NBR 15643, *Isoladores Poliméricos para Uso Interno e Externo, com Tensão Nominal Superior a 1000 V - Ensaio de Projeto*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2018.
- [85] ABNT NBR 16050, *Para-raios de Resistor não Linear de Óxido Metálico sem Centelhadores, para Circuitos de Potência de Corrente Alternada*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012.
- [86] H. T. Kim e S. C. Oh, "Kinetics of Thermal Degradation of Wast Polypropylene and High-Density Polyethylene," *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, vol. 11, n° 5, pp. 648-656, 2005.
- [87] ABNT NBR 15650, *Ensaio em Isoladores Suporte Poliméricos de Uso Interno, para Tensões Nominais Acima de 1000 V até 245 kV*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2009.
- [88] Cigré - Working Group D1.29, *Partial Discharges in Transformers*, Cigré, 2017.
- [89] J. M. M. Tarifa, J. A. A. Rey e G. Robles, "Partial Discharge Source Recognition by Means of Clustering of Spectral Power Ratios," *Measurement Science and Technology*, vol. 24, n° 12, p. 10, 2013.
- [90] E. F. Pavinatto, F. D. Lima, F. E. Spresola e M. L. Martinez, "A Software for the Statistical Analysis of the Results of Lightning Impulse Testing," *Dielectric Materials, Measurements and Applications.*, September 2000.

- [91] ABNT NBR 7287, *Cabos de Potência com Isolação Extrudada de Polietileno Reticulado (XLPE) para Tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos de Desempenho*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2019.
- [92] C. Salles, *Correção de Umidade para Ensaio de Impulso Atmosférico em Pequenos Espaçamentos em Ar*, Itajubá: Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-graduação em engenharia Elétrica - Universidade Federal de Itajubá, 2004.

APÊNDICE A – Resultado dos Ensaios de Acompanhamento Para as Amostras Envelhecidas Através do Primeiro Método de Envelhecimento

A.1 – Curvas FTIR e Índice de Oxidação:

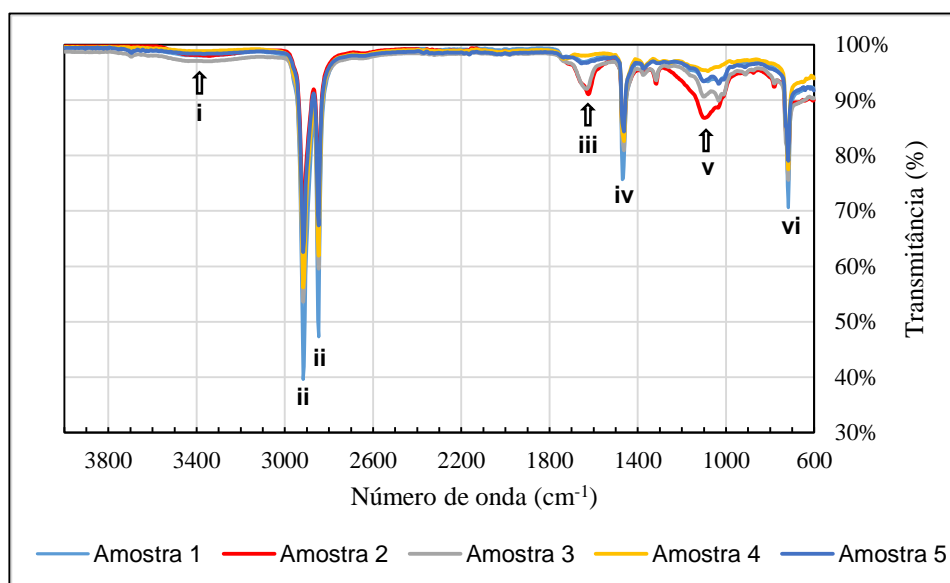


Figura 81 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 500 horas através do primeiro método de envelhecimento, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.

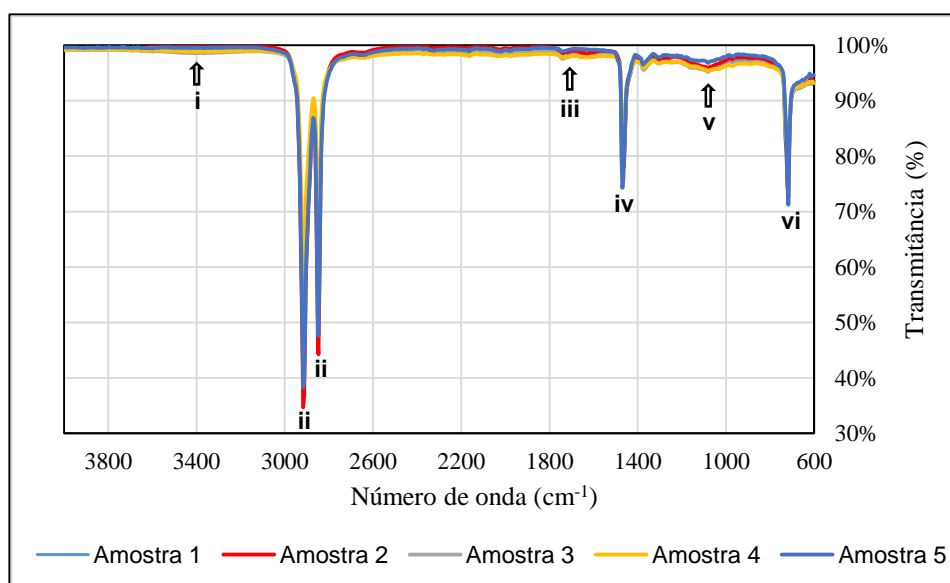


Figura 82 – Espectro FTIR das 5 amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos em 1000 horas através do primeiro método de envelhecimento, sendo *ii*, *iv* e *vi*, bandas características do polietileno e *i*, *iii* e *v*, bandas relacionadas à oxidação. Fonte: próprio autor.

Tabela 32 – Índices de oxidação das amostras de XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Índice de Oxidação - IO
500 horas envelhecida (1º método)	1	X	4,2%
	2	X	23,4%
	3	X	14,5%
	4	X	3,8%
	5	X	5,8%
1000 horas envelhecida (1º método)	1	X	2,6%
	2	X	2,0%
	3	X	2,7%
	4	X	1,7%
	5	X	1,1%

A.2 – Energia de Ativação:

Tabela 33 – Energia de ativação da decomposição do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método de envelhecimento. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Energia de Ativação - E (kJ.mol⁻¹)
500 horas envelhecida (1º método)	1	X	295,7
	2	X	194,7
	3	X	202,1
	4	X	251,7
	5	X	201,4
1000 horas envelhecida (1º método)	1	X	167,9
	2	X	224,3
	3	X	225,6
	4	X	248,3
	5	X	247,5

A.3 – Calor para Fusão:

Tabela 34 – Calor necessário para a fusão do XLPE dos cabos cobertos envelhecidos através do primeiro método. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra	Fabricante	Calor para Fusão [J/g]
500 horas envelhecida (1º método)	1	X	83,0
	2	X	77,4
	3	X	80,7
	4	X	83,6
	5	X	81,2
1000 horas envelhecida (1º método)	1	X	84,8
	2	X	79,4
	3	X	78,6
	4	X	77,3
	5	X	77,1

A.4 – Ângulo de Contato:

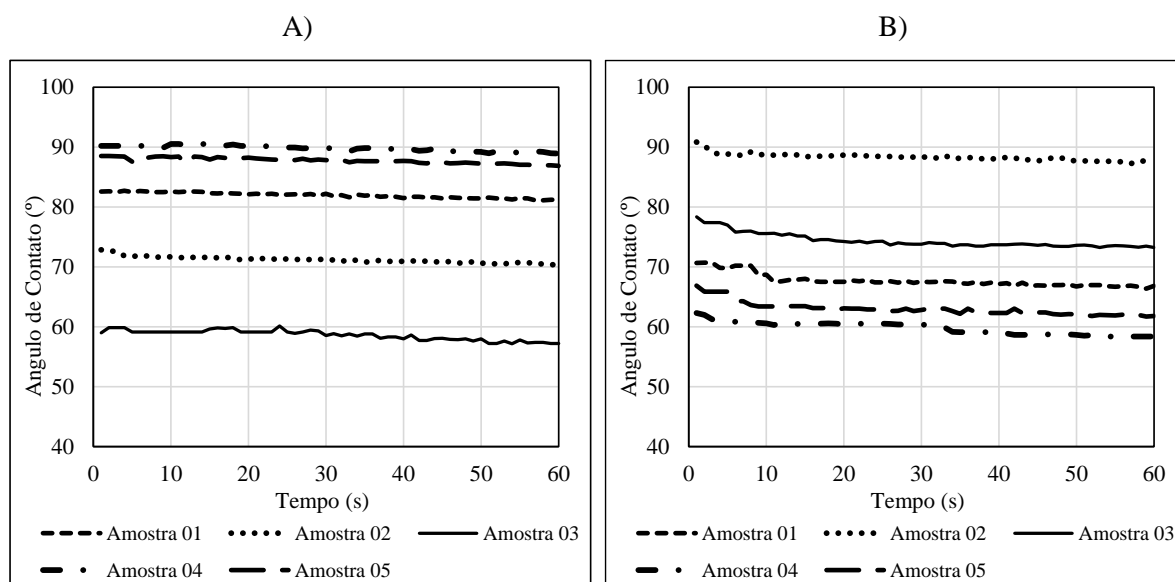


Figura 83 – Ângulo de contato das amostras envelhecidas por meio do primeiro método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor.

A.5 – Corrente de Fuga:

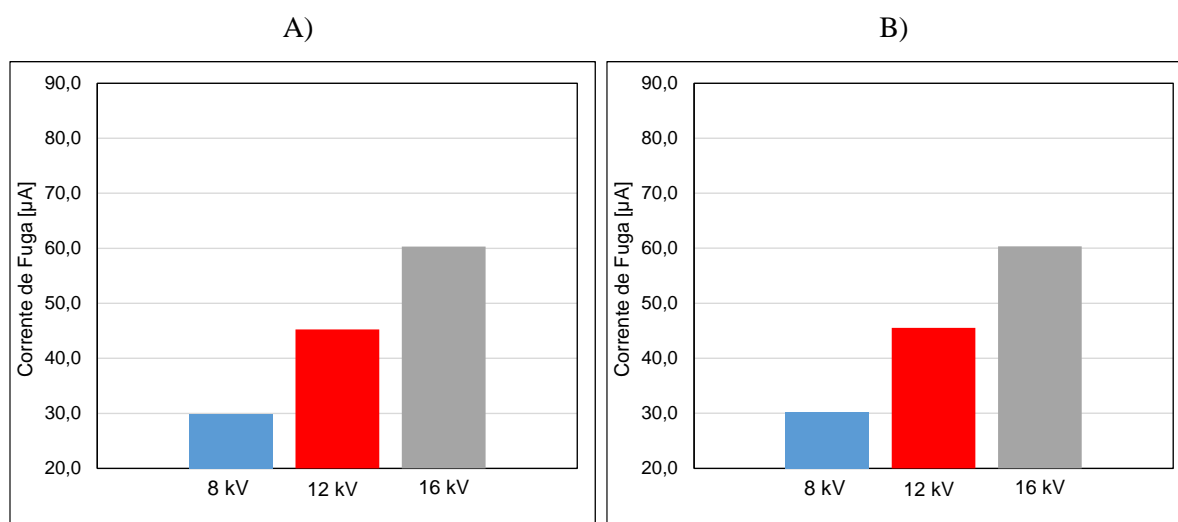


Figura 84 – Média da CF das amostras envelhecidas por meio do segundo método de envelhecimento: A) Amostras envelhecidas em 500 horas; B) Amostras envelhecidas em 1000 horas. Fonte: próprio autor.

A.6 – Tensão de Disrupção e Tensão $U_{50\%}$:

Tabela 35 – Tensão de Disrupção e Tensão $U_{50\%}$ das amostras envelhecidas através do primeiro método. Fonte: próprio autor.

Condição da amostra	Amostra de Cabo Coberto	Distância do Furo ao Centro do Isolador (cm)	Distância de Arco d_a (cm)	Disrupção (kV)	Tensão $U_{50\%}$ (kV)
500 horas envelhecida (2º método)	1	16,1	22	286,8	150,1
	2	10,9	19	288,8	129,5
	3	42,1	49	354,2	246,7
	4	4,4	18	308,6	141,4
	5	31,5	38	306,8	212,3
1000 horas envelhecida (2º método)	1	21,0	28	260,3	154,2
	2	50,5	57	296,0	282,8
	3	0,0	19	345,6	131,4
	4	20,7	27	355,6	163,1
	5	11,5	18	338,7	138,5

APÊNDICE B – Resultado da Corrente de Fuga por Amostra

Tabela 36 – Resultado da corrente de fuga das amostras analisadas nesse trabalho. Fonte: próprio autor.

Condição	Amostra	Corrente de Fuga [μ A]		
		8 kV	12 kV	16 kV
Novo	1	30,2	45,3	59,9
	2	31,1	46,1	60,6
	3	29,8	44,8	59,5
	4	29,7	44,9	59,4
	5	29,9	44,7	59,3
500 horas envelhecida (1º método)	1	31,4	47,6	63,3
	2	28,6	43,2	57,7
	3	31,2	47,3	62,9
	4	29,2	44,2	58,9
	5	29,2	44,0	58,8
1000 horas envelhecida (1º método)	1	30,5	46,1	61,1
	2	30,2	45,0	59,8
	3	30,0	45,0	59,9
	4	30,1	45,6	60,3
	5	30,9	45,9	60,8
500 horas envelhecida (2º método)	1	35,4	53,4	71,4
	2	35,4	53,4	71,4
	3	35,8	53,9	72,2
	4	35,3	53,3	71,1
	5	36,1	54,3	72,7
1000 horas envelhecida (2º método)	1	44,4	65,3	84,3
	2	47,5	63,2	79,9
	3	43,8	60,6	76,1
	4	43,2	60,1	76,9
	5	35,8	52,4	68,8
Retirada da rede elétrica	1	33,3	50,7	66,5
	2	29,4	44,4	59,4
	3	30,0	45,3	60,3
	4	29,7	44,9	59,9
	5	34,6	52,2	69,7

APÊNDICE C – Exemplos de Curvas Massa x Temperatura, Obtidas do Ensaio TGA.

C.1 – Amostra nova – Amostra 1:

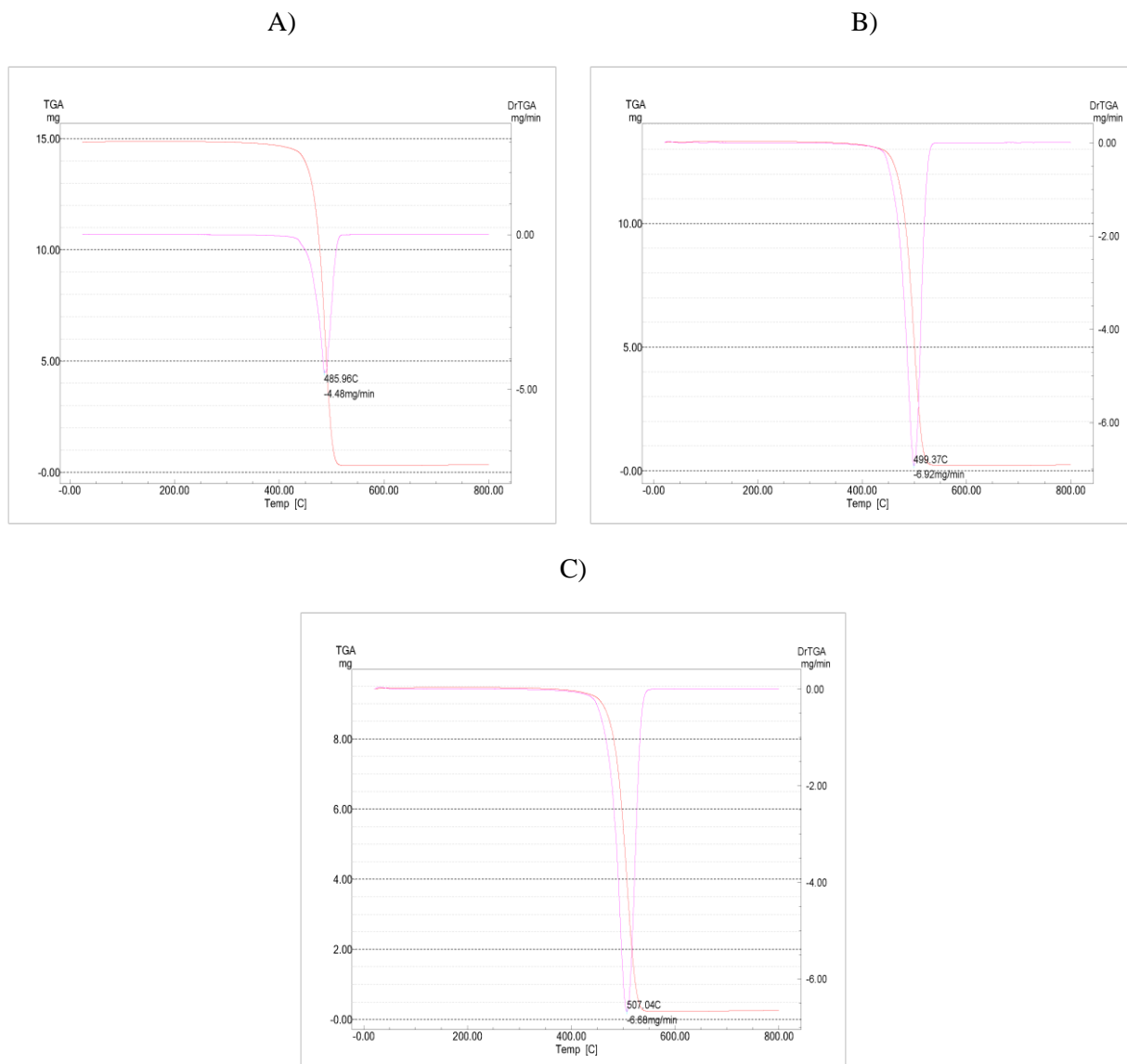


Figura 85 – Resultados TGA da amostra 1 – nova: A) Taxa de aquecimento de 10 °C/min; B) Taxa de aquecimento de 20 °C/min; C) Taxa de aquecimento de 30 °C/min.

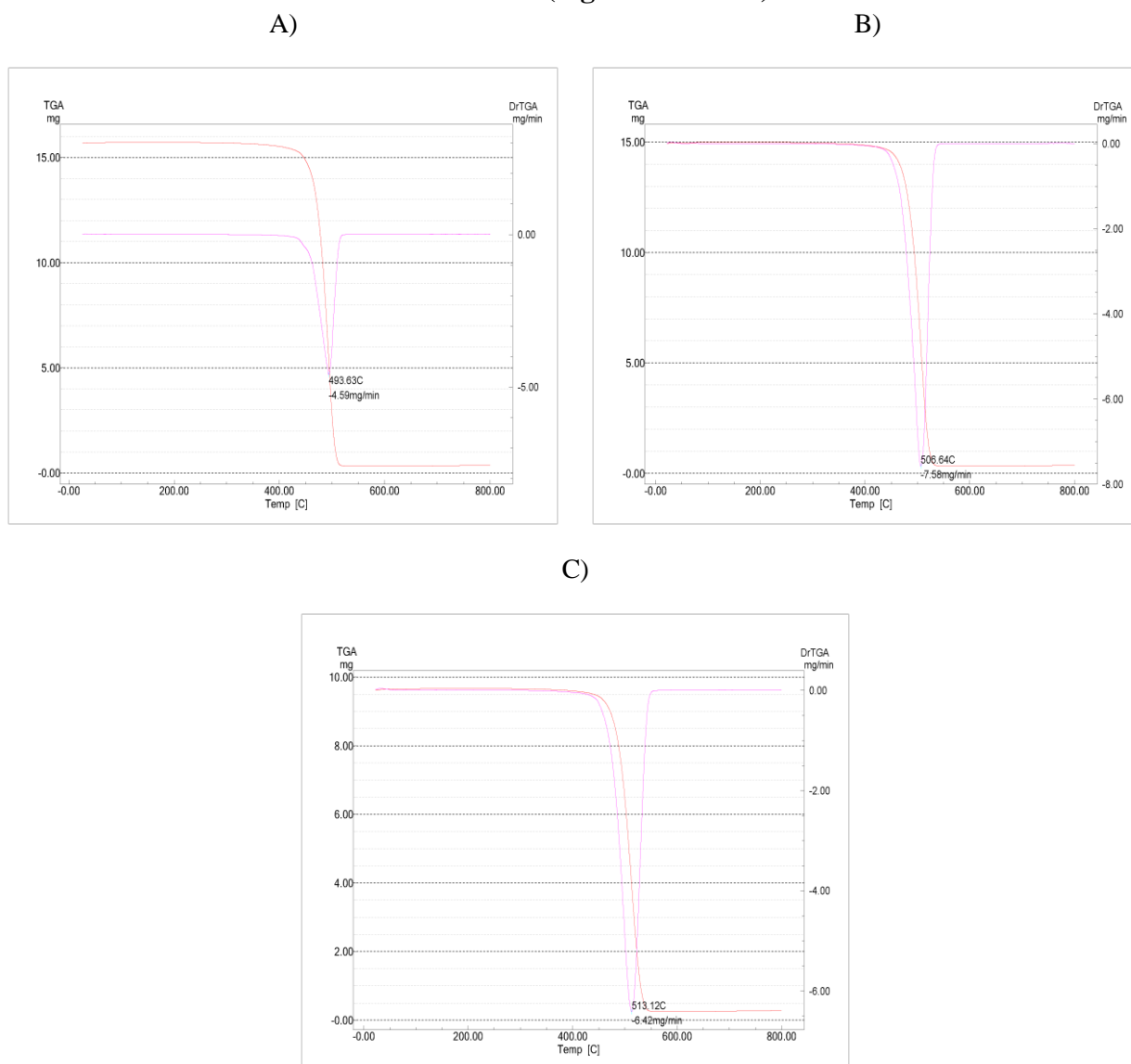
C.2 – Amostra envelhecida em 500 horas (segundo método) – Amostra 1:

Figura 86 – Resultados TGA da amostra 1 – envelhecida em 500 horas (segundo método): A) Taxa de aquecimento de 10 °C/min; B) Taxa de aquecimento de 20 °C/min; C) Taxa de aquecimento de 30 °C/min.

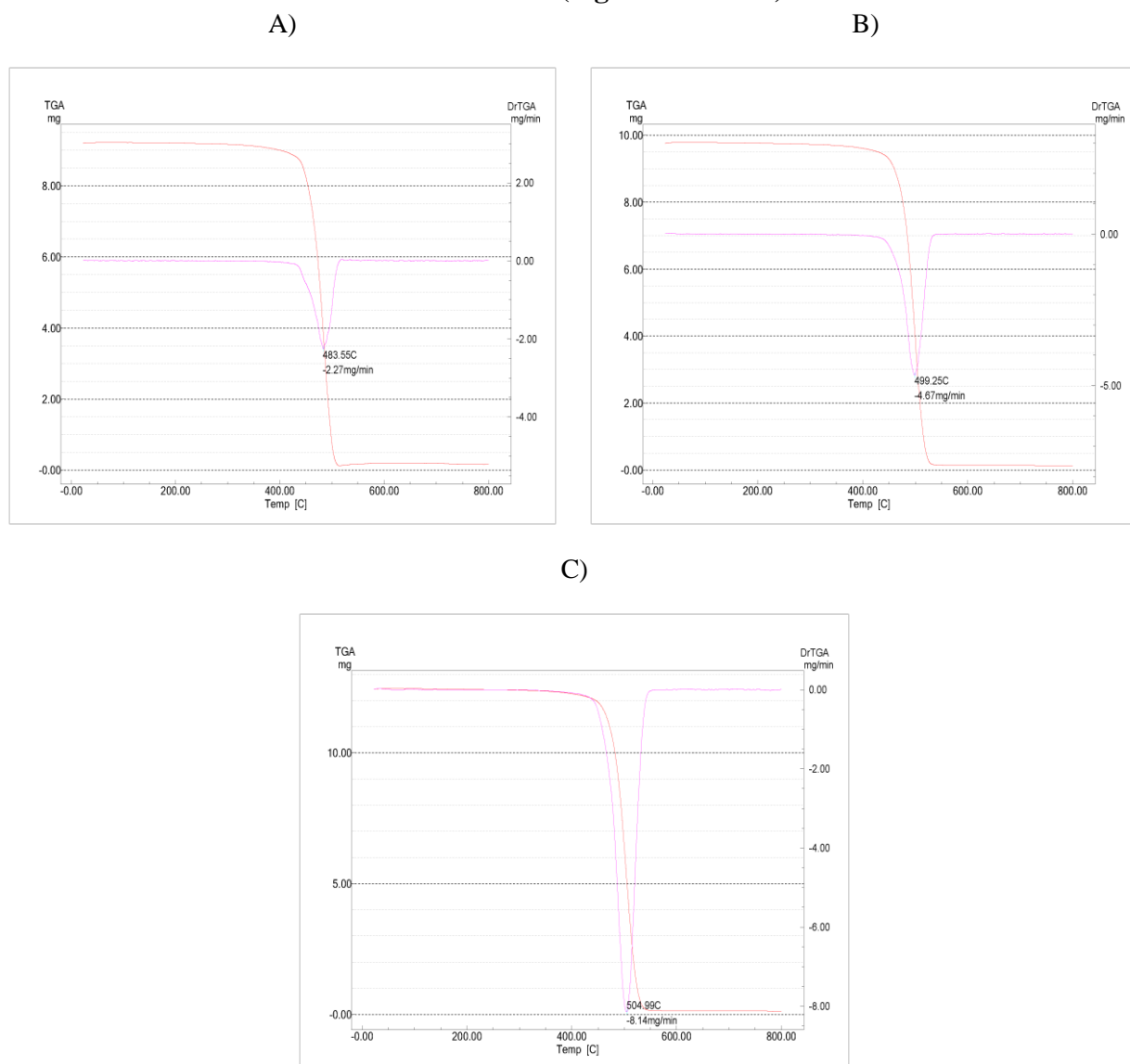
C.3 – Amostra envelhecida em 1000 horas (segundo método) – Amostra 1:

Figura 87 – Resultados TGA da amostra 1 – envelhecida em 1000 horas (segundo método): A) Taxa de aquecimento de 10 °C/min; B) Taxa de aquecimento de 20 °C/min; C) Taxa de aquecimento de 30 °C/min.