

VISÃO GERAL SOBRE INCÊNDIOS EM TRANSFORMADORES NO BRASIL

Dayse Duarte¹

Miguel Medina Pena²

Kleber Luiz de Carvalho Dutra³

RESUMO

Durante os últimos 20 anos, os apagões têm sido inseridos na lista dos grandes desastres, que incluem tempestades, furacões, terremotos e inundações. Por esse motivo, os consumidores têm se tornado cada vez mais conscientes sobre os incêndios e explosões envolvendo transformadores à óleo localizados em centrais elétricas ou subestações. Devido aos diversos incêndios em transformadores, o verão de 1997 ficou conhecido pela população do Rio de Janeiro, Brasil, como “O verão dos apagões”. As perdas causadas por um apagão não são unicamente financeiras. Na realidade, a perda de utilidade operacional por um incêndio representa somente a menor porção do custo geral total em termos de disponibilidade energética, perda humana e reputação organizacional. Os custos resultantes da falta de gerenciamento do risco de incêndio nas indústrias de energia elétrica não são mais aceitáveis na sociedade brasileira. O objetivo deste estudo é atentar para aspectos importantes do risco de incêndio em transformadores no contexto do Brasil. Baseado na liberação de fluxo de calor radiante do fogo num transformador, este estudo sugere também as distâncias seguras de separação, que são essenciais em situações de emergência. O propósito é auxiliar engenheiros e profissionais de emergência a reconhecer as implicações das decisões relativas à operação dos transformadores de acordo com seu ciclo de vida útil.

Palavras-chave: Desempenho do incêndio; Confiabilidade; Incêndio em Poça; Modelo Sólido.

¹ Professora da Universidade Federal de Pernambuco. Doutora em Engenharia de Incêndios pela University of Edinburgh – Reino Unido. Email: dayse_duarte@hotmail.com

² Engenheiro Eletricista da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF. Mestre em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Itajubá. Email: miguelmedina@gmail.com

³ Tradução: Tenente Bombeiro Militar com proficiência na Língua Inglesa. Email: dutra.cbmpe@gmail.com

OVERVIEW ABOUT TRANSFORMER FIRES IN BRAZIL

ABSTRACT

For the last 20 years blackouts have been included in the list of major disasters that includes storms, hurricanes, earthquakes and floods. Therefore consumers have become increasingly aware of fires and explosions involving oil-filled transformers located in power plants or substations. Owing to several fires in transformers, the summer of 1997 became known to the people of Rio de Janeiro, Brazil, as the *The Summer of Blackouts*. The losses incurred by a blackout are not merely financial. In fact, the loss of operational utility by fire represents only a minor part of the total overall cost in terms of energy availability, human loss and organizational reputation. The costs resulting from the lack of fire risk management in the electrical power industry are no longer acceptable to Brazilian society. The objective of this paper is to address important aspects of transformer fire risk in the context of the Brazil. Based on the radiant heat flux release by a transformer on fire this study also suggests separation distances which is essential for emergency situations. The aim is to help engineers recognize the implications of decisions concerning the operation of transformers over their life cycles.

Keywords: Fire Performance; Reliability; Pool Fire; Solid Model.

Artigo recebido em 18/09/15 e Aceito em 02/12/15.

1 INTRODUÇÃO

Transformadores são cruciais não somente para otimizar a performance e a confiabilidade do abastecimento, mas também para as pessoas (empregados e terceirizados, por exemplo) e propriedades localizadas nas proximidades, em algum evento ocasionado por uma falha no sistema que resulte em incêndio ou explosão. Uma falha no transformador pode, algumas vezes, trazer sérias consequências ao meio ambiente, em decorrência da descarga dos fluidos dielétricos. Estas consequências são em função da localização (por exemplo, proximidade de cursos d'água, interior de ambientes, etc.) e da presença de medidas passivas, como poços e minas rochosas. O impacto direto da falha de um transformador pode pôr em risco a imagem da companhia elétrica fabricante. As complexidades técnicas, alto custo financeiro e longo ciclo de vida útil colocam desafios nas tomadas de decisão pelos engenheiros e gerentes, que são responsáveis pela operação segura e manutenção diária dos transformadores.

Como a globalização teve um impacto significativo na fabricação dos transformadores nos últimos 25 anos, este estudo foi concebido para auxiliar os engenheiros a entender os mecanismos de falha dos transformadores e as suas consequências.

2 A EXPERIÊNCIA DO BRASIL COM INCÊNDIOS EM TRANSFORMADORES

Incêndios e explosões em transformadores de alta potência são considerados críticos por conta da grande quantidade de óleo mineral em contato com a alta voltagem. A confiabilidade dos transformadores brasileiros foi investigada pela Cigré Brasil durante os anos de 2004 a 2009. Foi realizada uma pesquisa que envolveu as organizações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como por exemplo a ELETROBRAS.

De acordo com o estudo, um amplo espectro de eventos, como falhas dielétricas, mecânicas e térmicas deterioram as barreiras de proteção dos transformadores, levando a graves consequências. Em particular, explosões e incêndios em transformadores arrefecidos a óleo, que contém milhares de litros de óleo mineral. A pesquisa contempla uma amostra de dados de falhas em transformadores, coletados durante 6 anos, compreendendo 15.509 empregos de transformadores por ano (2.720 unidades de transformadores) e 103 falhas funcionais. Um resumo dos resultados da pesquisa é apresentado na Tabela 1. A falha por ano de novas unidades de transformadores foi significativamente maior que os antigos, tendo sido estimado em 2,37% ao ano.

Desde 1995, a ELETROBRAS-FURNAS vem observando um aumento nas taxas de falha de novos transformadores e reatores, mesmo durante os testes de aceitação ou no primeiro ano de operação. Embora essas falhas não tenham sido catastróficas, (ou seja, não envolveram uma ruptura do tanque), acabaram resultando numa inutilidade do equipamento. A análise das falhas apontou deficiências no processo de fabricação e no projeto dielétrico. Em outras palavras, a investigação realizada pela FURNAS mostrou que a principal causa das falhas nos transformadores novos durante a operação foi originada a partir de componentes ativos (incluindo núcleo, bobinas, etc.) e casquilhos (BASTOS, 2006).

A pesquisa também fornece informações sobre a porcentagem de falhas causadas por componentes-chave (CIGRÉ-BRAZIL, 2015). É evidente que as maiores causas de falhas são as bobinas (20,4%), acessórios (19,3%) e casquilhos (11,9%). Portanto, contribuem de forma significativa com os incêndios e explosões em transformadores. A taxa total de falhas dos 15.509 empregos de transformadores por ano foi de 0,66% ao ano. As taxas de explosões e incêndios registradas foram de 0,19% e 0,08% ao ano, respectivamente. A probabilidade de ocorrer uma explosão em um transformador foi maior do que haver um incêndio. Isso significa que nem todas

as explosões foram acompanhadas de um incêndio, porque no momento da explosão a temperatura do óleo estava mais baixa do que a sua temperatura de autoignição.

Tabela 1. Resumo da pesquisa da Cigré-Brasil sobre levantamento das falhas em transformadores de potência (2004-2009).

Voltagem	Falha ao ano (%)			
	"Idade" dos transformadores			Total
	0-5 anos	5-10 anos	11 anos ou mais	
138 kV ≤ V < 230kV	1,33	0,30	0,50	0,51
230 kV ≤ V < 345kV	2,33	0,65	0,35	0,52
345 kV ≤ V < 500kV	4,23	1,06	0,79	0,97
V ≥ 500	1,80	1,33	0,57	0,77
TOTAL	2,37	0,91	0,53	0,66

Fonte: Cigré-Brazil, 2015.

No projeto de incêndio das subestações, deve-se focar na conformidade com os códigos e normas nacionais e internacionais. Embora durante a construção os planos e especificações estejam devidamente em acordo, o que raramente é feito é uma devida harmonização da prevenção de incêndio por parte dos profissionais de segurança contra incêndio treinados e qualificados, a fim de fornecer critérios de desempenho identificáveis: metas e indicadores de danos, com base nas pessoas envolvidas na elaboração do projeto, construção, operação e manutenção, considerando tanto o ponto de vista organizacional quanto as necessidades operacionais. Entretanto, diferentes opiniões relativas à interpretação dos códigos e à compreensão do comportamento do fogo e sua prevenção pelas equipes dos projetos de engenharia, levam a diferentes desempenhos entre as subestações. O vasto levantamento de subestações existentes, que foram construídas baseadas em diferentes condições, permitem reconhecer a variedade de riscos de incêndio que existem na indústria elétrica. Embora os temas sobre projeto e organização

devam produzir subestações compatíveis com os códigos, padrões e boas práticas, essas referências não asseguram uma devida segurança contra incêndio. A hipótese predominante entre os diversos profissionais, reguladores e a cultura organizacional é a de que a segurança contra incêndio pode ser alcançada através de uma combinação entre o senso comum e a aplicação dos códigos e padrões existentes. Estes métodos são suficientes em um simples local de trabalho, com uma produção de produtos simples e imutáveis. Entretanto, as centrais elétricas e subestações, atualmente, são bastante complexas e estão em constante modificação, exigindo uma abordagem mais efetiva com relação à proteção contra incêndio.

Não é difícil identificar subestações ou centrais hidrelétricas nas quais, não obstante ambas as barreiras ativa e passiva de proteção contra fogo, um incêndio tenha causado uma extensa destruição. Na figura 1, um autotransformador de 150 MVA protegido por um sistema de espargidores pegou fogo, como resultado de uma falha do casquilho. O sistema de proteção não operou quando o incêndio iniciou. Este atraso foi devido a um vazamento de óleo através da base do casquilho, que acabou causando a propagação do fogo. A NFPA 15 especifica o projeto de espargidores de água para transformadores. Mesmo se os sistemas de supressão estiverem disponíveis, há diversas incertezas com relação ao seu sucesso ou falha no controle do incêndio. Os questionamentos postos incluem: A água pode ser descarregada a partir do sistema de espargidores? A água consegue extinguir o fogo? A água será descarregada do sistema de espargidores se todas as suas válvulas de abastecimento estiverem abertas, mas quando o sensor fundir, haverá água suficiente para alcançar a extremidade do pulverizador? Além disso, a natureza violenta do incêndio em um transformador poderia inutilizar um sistema de pulverização automática. Embora isso tenha acontecido em um número de ocasiões, o sistema de pulverização automática sobreviveu à explosão e foi creditado como um bom controlador de incêndios, limitando o dano e

minimizando o tempo de inatividade do sistema. Como o sistema em que o transformador está inserido possui um comportamento dinâmico, os diversos cenários de incêndio estão sujeitos a várias incertezas.

Os sistemas tradicionais de proteção contra incêndio fornecem um kit de ferramentas para a proteção da subestação. Sua instalação e manutenção tem uma influência importante no desempenho da subestação durante uma ocorrência de incêndio. As avaliações devem envolver uma compreensão do comportamento do componente individual (micro) e do comportamento interativo (macro) do sistema elétrico por completo.

No Brasil, há uma relutância do setor elétrico em avaliar os acidentes publicamente. As empresas de geração, transmissão e distribuição sentem receio em perder o valor das ações no mercado. Por outro lado, a necessidade de providenciar um desempenho seguro e, indiretamente, prevenção contra incêndio nas empresas elétricas no Brasil, é parcialmente impulsionado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta Agência tem enfatizado a punição das empresas de energia elétrica com multas altas sempre que não puderem fornecê-la aos seus consumidores. A ANEEL também irá penalizar as empresas de energia se uma linha de transmissão, um transformador ou qualquer outra peça do equipamento não estiver disponível para uso. Estas medidas, se aplicadas, podem comprometer a saúde econômica da organização.

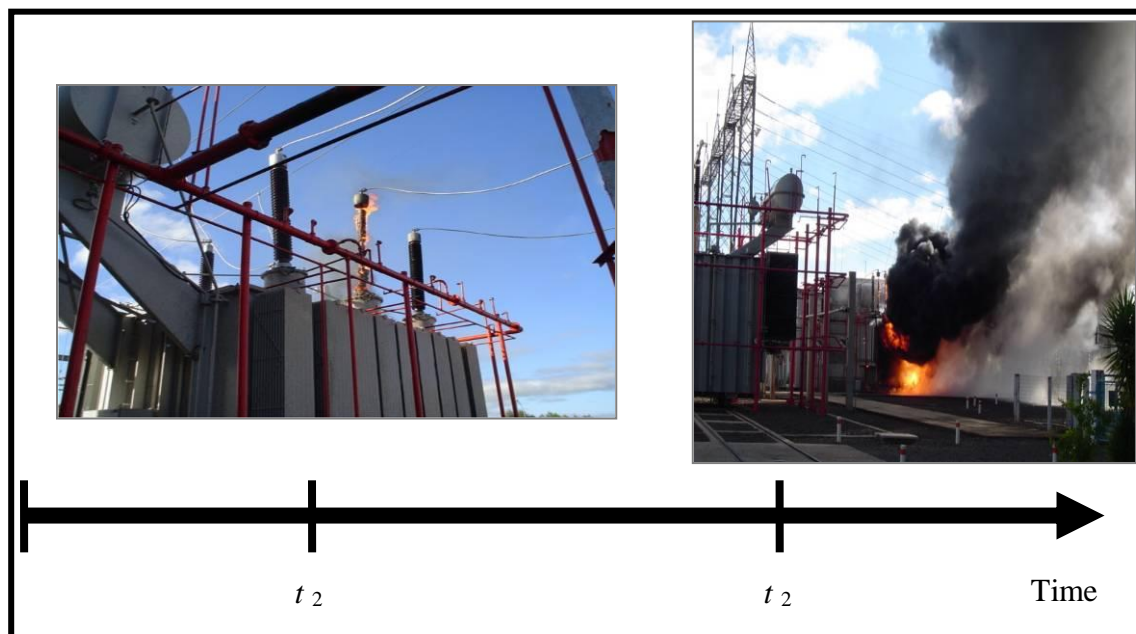


Figura 1. Escala do incêndio em um transformador.

O objetivo da próxima seção é abordar aspectos importantes do cenário de incêndio em transformadores. O propósito é auxiliar os engenheiros a tomar melhores decisões e comunicar o risco de incêndio de forma mais eficaz.

3 CENÁRIOS DE INCÊNDIO EM TRANSFORMADORES

Os transformadores são geralmente bastante confiáveis, havendo rara ocorrência de falhas. Embora a maioria das falhas nos transformadores não conduza a um incêndio ou uma explosão, algumas combinações de defeitos latentes podem resultar num incêndio de proporções catastróficas no transformador. Cooper (1993) e Medina (2003) examinaram uma série de casos e concluíram que as circunstâncias abaixo podem levar a um incêndio e/ou uma explosão num transformador:

- a. Falha do interturn no isolamento das bobinas principais,** provavelmente como resultado de um superaquecimento devido à

obstrução na circulação de óleo; danos mecânicos durante a fabricação; presença de umidade entre as conexões e curvas; superaquecimento devido a sobretensão ou sobrecarga; e movimento relativo entre as conexões e curvas.

b. Falha no isolamento entre as bobinas e o tanque, causada pelo envelhecimento ou deterioração do isolamento, ou a presença de umidade no óleo.

c. Falha no circuito magnético, que conduz a excessivas correntes de Foucault no núcleo.

d. Causas externas, como rápida flutuação de carga, picos de tensão e curto-circuito externo no lado secundário.

e. Falhas diversas: falha nas conexões ou casquilho; projeto inadequado ou projeto inadequado para o serviço em que o transformador foi instalado; tensão inadequada na mola do carregador do registro de contato; ignição do vapor sobre o nível de óleo; e manutenção inadequada.

De acordo com Ronningen (1993), se ocorrer uma falha em um arco voltaico dentro do transformador, pode ocorrer uma ejeção de óleo em aerossol, possivelmente acompanhada de uma explosão da estrutura física do tanque (Figura 2). Se o óleo é inflamável, pode ocorrer um grave incêndio ou uma explosão da névoa. Quando há um arco num óleo inflamável, hidrogênio e acetileno são os gases produzidos em maior quantidade. Por outro lado, a decomposição do óleo devido a uma temperatura excessiva do condutor produz principalmente etano, etileno e metano, com pequenas porções de hidrogênio. Benton (1973) sugere a seguinte sequência de eventos que levam à explosão em transformadores:

- Uma sobrecarga elevada degrada o óleo de forma suficiente para causar um vazamento relativamente elevado de corrente;
- O vazamento de corrente degrada ainda mais o isolamento (ou seja, óleo, papel ou madeira) e eventualmente leva a uma falha volta-a-volta ou camada-a-camada;
- A falha torna-se grande o bastante a ponto de causar uma inatividade na operação primária do sistema;
- Após uma segunda fusão do sistema, há uma quebra total no isolamento do transformador, originando uma grande falha no arco da corrente;
- A energia liberada pelo arco decompõe o óleo do transformador, primariamente, em hidrogênio e metano;
- Uma pressão súbita formada pela decomposição ocasiona o desprendimento da tampa do transformador;
- Os gases que escapam do combustível incendeiam em decorrência da energia remanescente do arco ou devido a faíscas associadas com a rápida ruptura dos metais.

Como os dispositivos de alívio de pressão geralmente são efetivos somente para eventos de sobrepressão de aumento lento, eles não previnem explosões graves. A ocorrência de uma explosão em um transformador é praticamente garantida se a manutenção do óleo for negligenciada. A degradação do óleo ocorre ao longo do tempo, devido ao calor, misturas, arco voltaico provocado na linha superior do registro e descargas parciais. Transformadores à óleo são comumente equipados com um relé Buchholz, que em princípio é a primeira linha de defesa do transformador contra uma explosão.

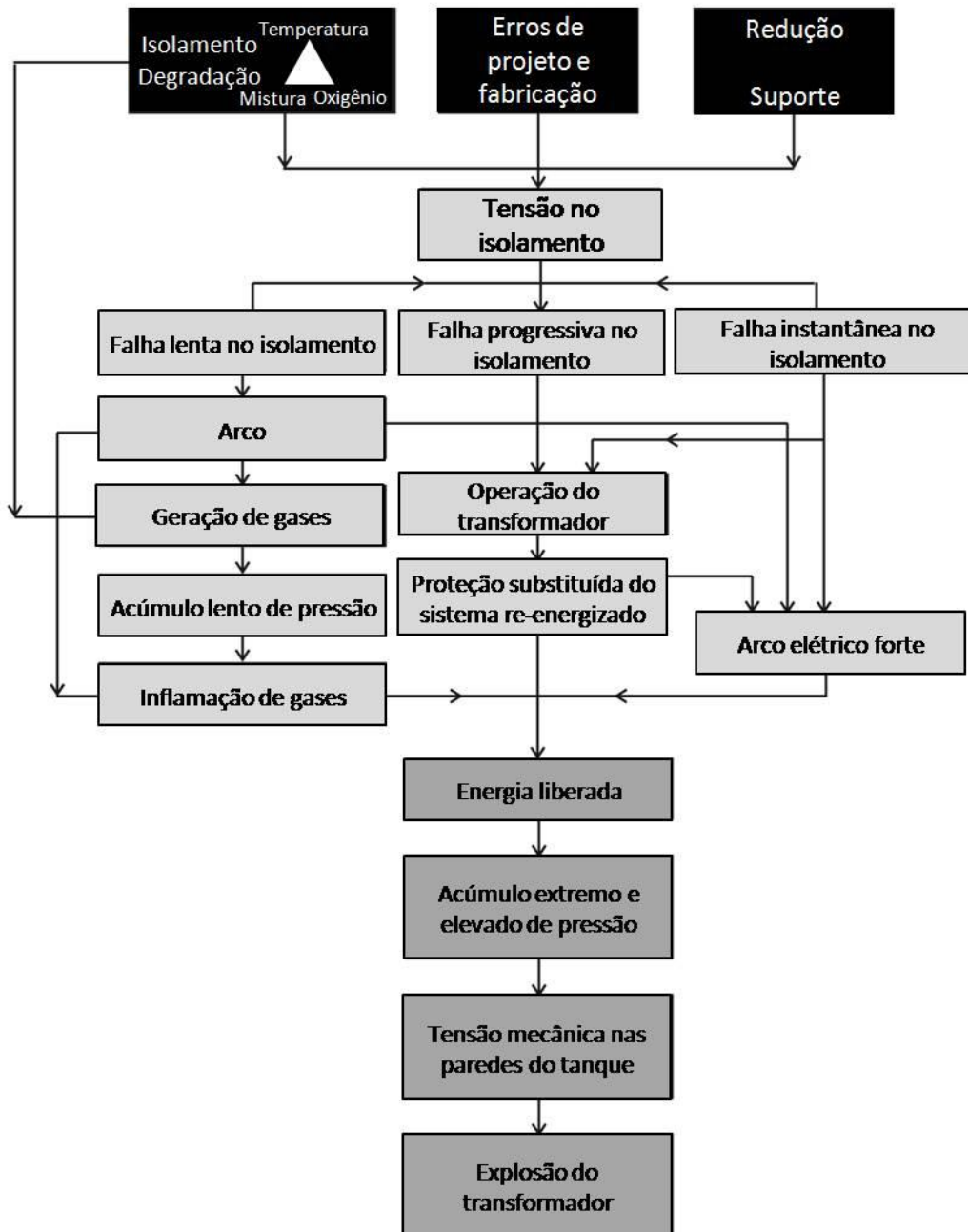


Figura 2. Sequência de eventos que podem levar a uma explosão em um transformador, adaptado de Ronningen, 1993.

4 CONSEQUÊNCIAS DE INCÊNDIOS EM TRANSFORMADORES.

Um arco elétrico pode gerar uma quantidade suficiente de gases para causar a ruptura do tanque do transformador, se a corrente de arco voltaico não for desconectada. Se a energia liberada pelo arco for de aproximadamente 5MJ, a ruptura do tanque pode ocorrer (EPRI, 1991). O tanque do transformador não suporta uma pressão maior que 2,03bar (ASME, 2013), ou seja, ele não é uma “panela de pressão”. A figura 3 mostra os cenários plausíveis. Se o aumento da pressão for maior que a resistência do tanque, o óleo será derramado, o que poderá ocasionar a formação de um depósito do líquido sem limites de proporção, de qualquer forma e espessura, ou ele poderá ser controlado pelo confinamento em uma bacia de contenção. Em outras palavras, se a proteção elétrica do transformador não o isolar, rapidamente, da rede de energia, a corrente provocada pelo defeito aumenta e causa arcos elétricos. O arco degrada o dielétrico, e gera um aumento de bolhas de gás. A pressão das bolhas e o volume fazem com que o volume líquido cresça a um ponto em que o tanque se deforma e começa a falhar. Isso pode resultar em um maçarico de fogo, um incêndio do líquido em vazamento, ou em um incêndio em líquidos confinados.

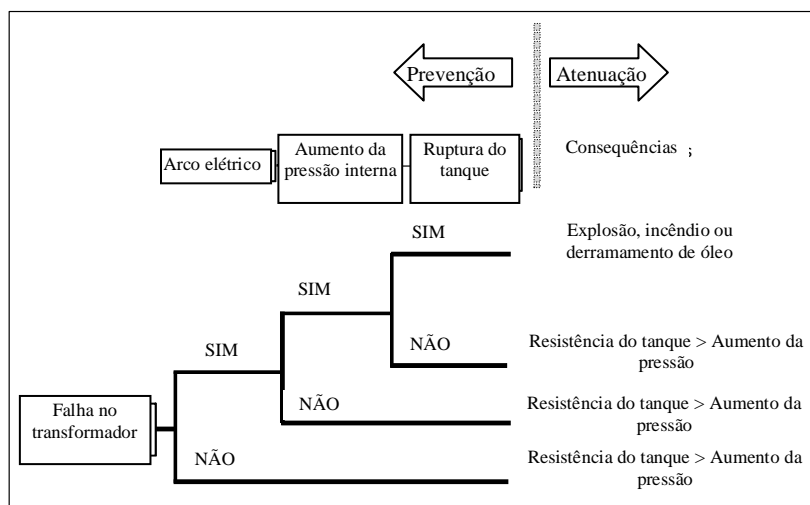


Figura 3. Processo de ruptura do tanque.

Nas subestações brasileiras, o transformador deve ser alocado sobre uma bacia de contenção, para prevenir a contaminação do solo. Mas bacia de contenção embaixo do transformador também o previne de ser envolvido por um acúmulo de líquido em chamas.

A habilidade de prever os efeitos de um incêndio é útil para que se possa aplicar medidas atenuantes. Se a intensidade térmico-radioativa que afetará um equipamento (ou estrutura) é conhecida, é possível projetar uma barreira de proteção passiva ou ativa, como uma parede corta-fogo entre transformadores, ou um sistema de espingeiros de água, bem como evitar um efeito dominó.



Figura 4. Colapso de barramento superior devido a um incêndio.

Por outro lado, estimar a liberação de energia de um incêndio ou explosão é essencial para estabelecer distâncias seguras em situações de emergência. O local de um transformador no contexto de uma central elétrica pode afetar o seu desempenho, se um incêndio ocorrer. Algumas organizações ignoram o risco de incêndio na esperança de que um evento infeliz como esse não aconteça. Outros assumem que, se um incêndio ocorrer, a decisão sobre o que fazer será tomada na hora. A figura 5 mostra o local do transformador no contexto de uma central elétrica: se um incêndio no transformador ocorresse

nesse caso, os produtos combustíveis poderiam escorrer para o sistema de captação da turbina.



Figura 5. Detalhes do layout de uma central elétrica.

Nos próximos parágrafos, o impacto térmico de um transformador será estimado, na intenção de recomendar a distância de segurança baseada no impacto do fluxo de calor em um dado alvo.

5 INCÊNDIO EM TRANSFORMADOR

É necessário um modelo matemático para prever a radiação que irá alcançar um determinado alvo, localizado a uma certa distância das chamas. Algumas delas são bastante simples e oferecem uma informação confiável, enquanto que outras são sofisticadas e exigem dados que são desconhecidos na maioria dos casos. O modelo de fonte pontual é a abordagem mais simples e assume que a energia térmico-radioativa do fogo é emitida a partir de um único ponto, situado no centro tridimensional das chamas. A fonte pontual usualmente superestima os fluxos de calor para pontos-alvo localizados próximos às chamas. Recomenda-se, para alvos localizados, pelo menos cinco vezes o tamanho do diâmetro do transformador [9]. O modelo sólido idealiza as chamas da fonte de calor como um cilindro sólido que emite fluxos de calor radiante uniformemente pela sua superfície lateral. Isso é mais adequado para estimar o transformador envolvido totalmente em chamas (Figura 6).

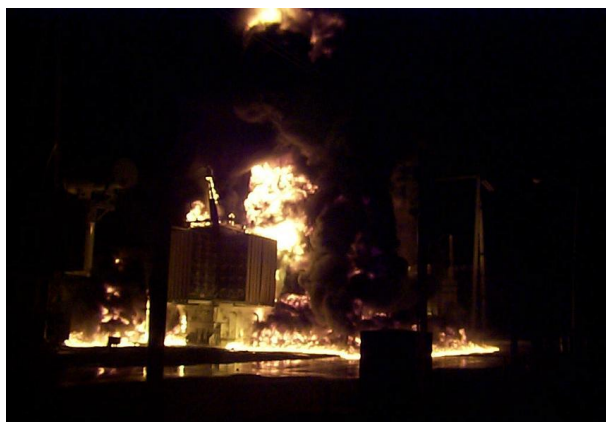


Figura 6. Transformador envolvido totalmente em chamas.

O modelo sólido foi utilizado porque assumiu-se que a transferência de calor da radiação térmica é maior que outros mecanismos de transferência de calor. Mas a influência da fumaça gerada pelo fogo, responsável por bloquear parte do fluxo de radiação térmica, reduzindo assim a emissão de poder da chama, não foi considerada, devido à falta de informações, ou seja, a energia de combustão irradiada da temperatura da chama é desconhecida para transformadores à óleo.

Para aplicar o modelo sólido é necessário calcular o tamanho da chama [ou seja, altura (H) e diâmetro (D)], o poder de emissão da chama (E), o fator de visão entre a chama e o alvo (F) e a transmissividade atmosférica (τ). O modelo sólido é baseado na equação geral a seguir.

$$I = \tau \cdot F \cdot E \quad \text{Equação 1}$$

A Tabela 2 resume os parâmetros-chave utilizados para estimar o calor radiante. Ele é influenciado pelas condições meteorológicas. A velocidade do vento, umidade relativa e temperatura do ar usadas neste estudo foram as únicas verificadas em SUAPE – Pernambuco, diversos meses durante o ano.

Tabela 2. Registro de dados para estimar o calor radiante de um transformador totalmente envolvido em chamas.

Registro de Dados:		
Taxa de queima de massa de um tanque com diâmetro indefinido:	0,039	kg/m ² s
Constante, $\kappa\beta$:	0,7	1/m
Calor de combustão:	46.000	kJ/kg
Velocidade do vento:	6	m/s
Aceleração da gravidade:	9,80665	m/s ²
Viscosidade cinemática do ar a 15°C:	7,5133E-6	m ² /s
Densidade do ar:	1,2243	kg/m ³
Temperatura ambiente:	30	°C
Umidade relativa:	70	%

Fonte: CEATI, 2004.

O poder de emissão (E) foi estimado como uma função do diâmetro das chamas (D) da expressão empírica recomendada por Mudan e Croce, 1988.

$$E = 140 \cdot e^{-0,12 \cdot D} + 20 \cdot (1 - e^{-0,12 \cdot D}) \quad \text{Equação 2}$$

O fator de visão é definido como a fração de radiação emitida que alcança o receptor por unidade de área. O receptor pode ser uma pessoa ou qualquer material. Considerou-se um cilindro inclinado para explicar o efeito do vento. O ângulo de inclinação representa a inclinação do cilindro por conta do vento, e é mensurado respeitando-se a vertical. O fator de visão foi calculado como uma função da contribuição perpendicular (F_v) e a contribuição horizontal (F_h), como expresso pela equação 3 (MUDAN e CROCE, 1998).

$$\pi \cdot F_v = -E \cdot \tan^{-1} D + E \cdot \left[\frac{\alpha^2 + (\beta + 1)^2 - 2 \cdot \beta \cdot (1 + \alpha \cdot \text{sen}\Theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \tan^{-1} \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) + \frac{\cos \Theta}{C} \cdot \left[\tan^{-1} \left(\frac{\alpha \cdot \beta - F^2 \cdot \text{sen}\Theta}{F \cdot C} \right) + \tan^{-1} \left(\frac{F \cdot \text{sen}\Theta}{C} \right) \right]$$

$$\pi \cdot F_h = \tan^{-1} \left(\frac{1}{D} \right) + \frac{\text{sen}\Theta}{C} \cdot \left[\tan^{-1} \left(\frac{\alpha \cdot \beta - F^2 \cdot \text{sen}\Theta}{F \cdot C} \right) + \tan^{-1} \left(\frac{F \cdot \text{sen}\Theta}{C} \right) \right] -$$

$$- \left[\frac{\alpha^2 + (\beta + 1)^2 - 2 \cdot (\beta + 1 + \alpha \cdot \beta \cdot \text{sen}\Theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \tan^{-1} \left(\frac{A \cdot D}{B} \right)$$

Equação 3

$$\alpha = \frac{L}{R} \quad \beta = \frac{X}{R} \quad A = \sqrt{\alpha^2 + (\beta + 1)^2 - 2 \cdot \alpha \cdot (\beta + 1) \cdot \text{sen}\Theta}$$

$$B = \sqrt{\alpha^2 + (\beta - 1)^2 - 2 \cdot \alpha \cdot (\beta - 1) \cdot \text{sen}\Theta} \quad C = \sqrt{1 + (\beta^2 - 1) \cdot \cos^2 \Theta}$$

$$D = \sqrt{\frac{\beta - 1}{\beta + 1}} \quad E = \frac{\alpha \cdot \cos \Theta}{(\beta - \alpha \cdot \text{sen}\Theta)} \quad F = \sqrt{\beta^2 - 1}$$

- Onde: F_v Fator de visão Vertical
 F_h Fator de visão Horizontal
 R Raio das chamas
 L Altura das chamas
 X Distância entre as chamas e o alvo
 Θ Inclinação do cilindro

A transmissividade atmosférica explica a absorção da radiação térmica pela atmosfera, essencialmente pelo dióxido de carbono e pelo vapor d'água. Isso atenua a radiação que finalmente alcança a superfície do alvo. Isso foi estimado pela equação 4. P_w é a pressão parcial de água na atmosfera (ou seja, é uma função da umidade relativa do ar e da temperatura ambiente) e X é a distância entre a superfície da chama e o alvo.

$$\tau = 2,02 \cdot (P_w \cdot X)^{-0,09}$$

$$10^4 \leq P_w \cdot X \leq 10^5 \text{ N/m}$$

Equação 4

A Figura 7 mostra o fluxo de calor radiante de várias proporções de incêndio aos alvos que se encontram entre 4m-10m a partir de um incêndio num transformador.

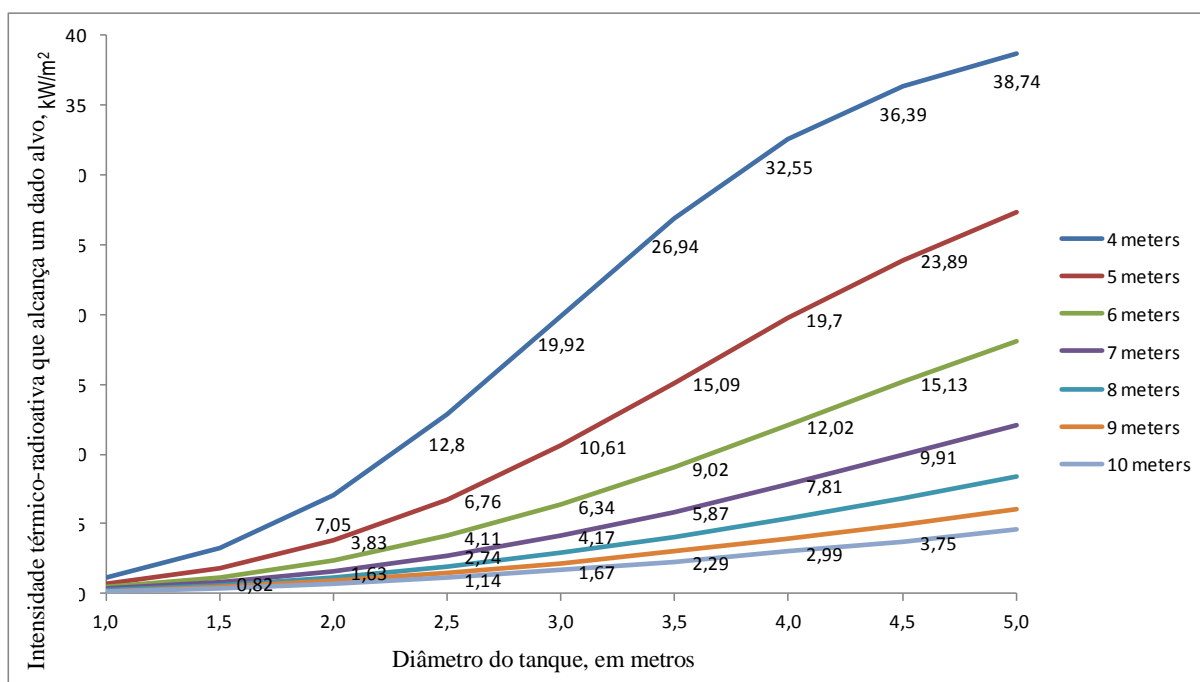


Figura 7. Incêndios em transformadores em várias proporções.

O efeito principal de um fluxo térmico (I) nas pessoas é a queimadura na pele. O limite tolerável considerado para as pessoas está na ordem de 5kW/m². A radiação solar num dia ensolarado é em torno de 1kW/m². Fluxos de calor podem causar uma variedade de danos aos materiais, como descoloração de pintura, deformação de elementos estruturais ou inflamação de materiais combustíveis. Não é esperada a ignição de materiais com um fluxo de calor menor do que 4,732kW/m² (SEGUNPTA, *et al*, 2011). Ou seja, a distância que o fluxo de calor torna-se igual a 4,732kW/m² é considerada uma distância segura. O valor limite para um efeito dominó é 8kW/m² (CASAL, 2008).

A separação dos equipamentos isolados a óleo dos equipamentos e estruturas é uma proteção passiva contra incêndio. De acordo com a NBR 13231, os critérios de espaçamento são baseados no volume de óleo do transformador e na resistência ao fogo das estruturas no seu entorno. Em outras palavras, algumas características de lugares específicos não são levadas em conta, como declives, equipamentos elétricos isolados a óleo sem contenção de transbordamento ou com contenção de transbordamento sem proteção para supressão de chamas. Logo, é necessário um critério de espaçamento mais acurado para transformadores preenchidos a óleo. Distâncias mínimas de segurança baseadas nos impactos do fluxo de calor em um dado alvo são listadas na Tabela 3.

Tabela 3. Distâncias mínimas de segurança baseadas no impacto do fluxo de calor em um dado alvo.

Distâncias de segurança, em metros	Diâmetro das chamas, em metros	
	4,732kW/m ²	8kW/m ²
4	1,7	2,1
5	2,2	2,7
6	2,7	3,3
7	3,2	4,1
8	3,8	4,9
9	4,4	5,9
10	5,1	7,0

6 CONCLUSÕES

Existe uma tendência no Brasil, particularmente nos relatórios que se seguiram aos desastres, para uma detalhada gama de medidas normativas a serem estabelecidas para garantir que o desastre nunca aconteça novamente. Muitas dessas recomendações tendem a ser incorporadas na prática, o que tem ajudado a reduzir perdas. Não há dúvidas de que o uso de padrões e códigos no formulário em termos práticos ajuda a evitar riscos dos quais

poucas pessoas estão a par. O duro processo de tomada de decisões relacionadas a incêndios é largamente influenciado pela experiência e interpretação de códigos e padrões. Em outras palavras, regulamentos de medidas normativas desenvolvidos por órgão normativos podem ser descritos como uma compilação de práticas com uma fraca base técnica. É importante reconhecer que são os padrões e códigos – mais que um profissional de projetos – que irá assumir a responsabilidade pela segurança em incêndios.

Práticas regulatórias não fornecem, de jeito nenhum, uma medida do nível de segurança em incêndios num sistema complexo, tal como uma instalação elétrica em uma central hidrelétrica ou em uma subestação. Uma abordagem específica para a segurança em incêndios é, portanto, necessária para lidar com as complexidades e mudanças que existem na indústria de energia elétrica.

É claro que listar as condições de indutores de falhas das organizações é tão importante quanto focar nas causas humanas e técnicas de acidentes (falhas). Não obstante essas mudanças significativas na abordagem da segurança e da segurança em incêndios, já evidentes na indústria de redes elétricas brasileiras (induzidas pela ANEEL), a implementação de uma análise de desempenho que reconheça a multifacetada abordagem para a segurança em incêndios ainda está muito distante.

A segurança em incêndios ainda tende a ser analisada isoladamente: abordagens convencionais para segurança em incêndios não parecem estar levando em conta o sistema global, a cultura organizacional ou o ambiente organizacional externo. Em outras palavras, as organizações de energia elétrica no Brasil têm uma abordagem normativa no que diz respeito a incêndios.

7 REFERÊNCIAS

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS – ASME, ***Boiler and Pressure Vessel Code***, 2013.

BASTOS, G., ***An Analysis of The Increase on Transformer Failure Rate Phenomena and Measures Taken to Improve Transformers Reliability***. In the proceedings of the CIGRE Bienal in Paris (France), 2006.

BENTON , R. E. e RISTUCCIA, D. ***Arcing Faults Cause Transformer Failures***. ***Electrical World***, 179, pp. 44-45, 1973.

CASAL, J., ***Evaluation of the Effects and Consequences of Major Accidents in Industrial Plants***, pp 282, 2008.

CEATI Report No.T023700-3022, ***Transmission Stations and Transformers Fire Protection and Prevention***, CEA Technologies Inc. (1155 Metcalfe Street, Suite 1120, Montreal, Quebec, Canada H3B2V6), 2004.

CIGRÉ-BRAZIL. Final Report of the Working Group GT A2:02, ***Avaliação do Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro***, Cigré-Brazil, 2015.

COOPER, W.F. e JONES, D.A.D. ***Electrical Safety Engineering***, Butterworth-Heinemann, Oxford, 1993.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. ***Power Transformer Tank Rupture: Risk Assessment and Mitigation***, EPRI Project 3212-1, 1991.

MEDINA, M., ***Falhas em Transformadores de Potência: Uma Contribuição para Análise, Definições, Causas e Soluções***. Dissertação de Mestrado UNIFEI, Itajubá-Brasil, 2003.

MUDAN, K.S. e CROCE, P.A., ***Fire Hazard Calculations for Large Open Hydrocarbon Fire***. In: The SFPE Handbook of Fire Protection Engineering, Section 3, Chapter 11, NFPA and Society of Fire Protection Engineers.

RONNINGEN, T. ***Internal Faults in Oil-Filled Distribution Transformer: Fault Mechanisms and Choice of Protection***. PhD dissertation, Norges Tekniske Hogskole, Trondheim, Norway, 1993.

SANTOS, F e LANDESMANN, A, ***Thermal Performance-based Analysis of Minimum Safe Distances between Fuel Storage Tanks Exposed to Fire***, ***Fire Safety Journal***, 69, pp 57-68, 2014.

Revista FLAMMAE

Revista Científica do Corpo de Bombeiros Militar de Pernambuco

Seção 1 – Artigos Técnico Científicos

Artigo publicado no Vol.02 Nº03 - Edição de JAN a JUN 2016 - ISSN 2359-4829

Versão on-line disponível em: <http://www.revistaflammaecbmpe.wix.com>.

SENGUPTA, A.; GUPTA, A.K. e MISHRA, M., *Engineering layout of fuel tanks in a tank farm. Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 24, pp 568-574, 2011.