

Estudo relacionado aos sistemas de proteção de incêndio em transformadores de potência a óleo mineral

Marco Antonio Ferreira Finocchio¹, Thales Mendes Barbosa², Emmanuely Antonia Brandão³

Resumo: Este artigo apresenta os sistemas de proteção contra incêndio em transformadores de potência. Os sistemas de proteção são subdivididos em prevenção e barreiras de mitigação e regulamentados por normativas nacionais e internacionais. Salientam-se, os aspectos básicos dos transformadores e sua instalação. Indicando as principais falhas geradoras de incêndios e explosões. Objetivando o planejamento de emergência como resposta ao sinistro em transformadores.

Palavras chave: Incêndio em transformadores, Proteção contra incêndio, Barreiras de mitigação.

Study related to fire protection systems in mineral oil power transformers

Abstract: This article presents the fire protection systems in power transformers. Protection systems are subdivided into prevention and mitigation barriers and regulated by national and international regulations. The basic aspects of transformers and their installation are highlighted. Indicating the main failures generating fires and explosions. Aiming emergency planning as a response to the accident in transformers.

Key-words: Fire in transformers, Fire protection, Mitigation barriers.

1. Introdução

Os transformadores elétricos são equipamentos de suma importância no Sistema Elétrico de Potência (SEP), são responsáveis por representar um alto investimento e fundamentais na transmissão de energia elétrica desde sua geração até o consumidor final.

Durante a vida útil do transformador, mesmo num monitoramento eficiente, o seu serviço contínuo acarreta alterações em seus componentes, com mudanças nas suas propriedades físicas, químicas e elétricas. Estas alterações refletem na estabilidade do campo magnético e na capacidade de transferência de calor, podendo gerar incêndio e explosão (PONTES, 2001). Os incêndios em transformadores podem gerar destruição parcial ou total de seus locais de instalação. Somados aos impactos indiretos como danos ao meio ambiente pela contaminação do solo, e manchando a imagem da empresa. Os sistemas de proteção contra incêndio (SPCI's) em transformadores devem atenuar seus impactos em relação à saúde, segurança e meio ambiente. Portanto, proteção, prevenção e mitigação contra incêndio e explosões em transformadores acima de 10MVA, imersos em óleo mineral isolante (OMI) serão apresentadas como suas falhas. Estas falhas do equipamento podem originar prejuízos consideráveis ao fornecimento de energia e às instalações elétricas. Como existem inúmeros equipamentos instalados no setor elétrico geralmente, obsoletos. Precisando de um número maior de inspeções e investimento para manter sua confiabilidade. A possibilidade de falha no equipamento é pequena, quando a operação está dentro de suas condições nominais.

¹ Universidade Tecnológica Federal do Paraná, (UTFPR-CP) mafinocchio@utfpr.edu.br

² Universidade Tecnológica Federal do Paraná, (UTFPR-CP) thales.mb@hotmail.com

³ Universidade Tecnológica Federal do Paraná, (UTFPR-CP) emmanuelyb@alunos.utfpr.edu.br

A Figura 1 apresenta um transformador envolvido num incêndio de poça, originado por explosão da bucha seguida de derramamento de óleo no solo. A Figura 2 mostra os danos causados à estrutura e ao redor do transformador (DUARTE, 2012).

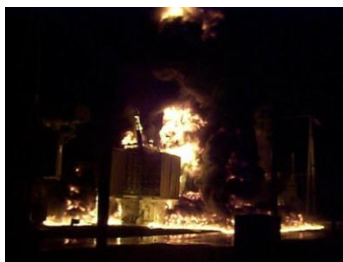


Figura 1 - Transformador em chamas.



Figura 2 - Colapso das estruturas.

Com os níveis de tensão mais elevados, na transmissão foi necessário ao consumidor dispor de instalações elétricas para abaixar a tensão fornecida. Dando origem às cabines primárias ou subestações. Desde as primeiras subestações até as atuais o conceito básico se mantém o mesmo, havendo apenas a evolução tecnológica em relação aos equipamentos tornando-os mais eficientes, seguros com mais funcionalidades (BARROS; GEDRA, 2015).

Uma Subestação (SE) de maneira genérica pode direcionar o fluxo de energia a fim de proporcionar uma maior diversidade em sua distribuição através de percursos alternativos, e também possuir dispositivos de proteção adequados para qualquer tipo de falta no sistema (MAMEDE FILHO, 2017; MORABITO, 2017). O aspecto construtivo de uma SE difere em relação às condições climáticas presentes no local de sua instalação em (ALVES, 2017). As SE's possuem vários equipamentos como: barramentos, chaves seccionadoras, para-raios, disjuntores, religadores automáticos, banco de capacitores, reator de aterramento trifásico, sistema de medição e proteção, transformador de potencial, transformador de corrente, transformadores de serviços auxiliares e transformador de potência (GOMES; LAMANA, 2017). Mas o equipamento da SE escolhido para estudo foi o transformador de potência.

2. Os transformadores elétricos

Os transformadores são equipamentos elétricos estacionários que transferem energia elétrica de um circuito primário para um secundário, mantendo sua frequência e alterando os níveis de tensão e corrente. No SEP a energia flui por diversos tipos de transformadores, com distintas classes de potência e tensão Figura 3 (SOUZA, 2008; BARBOSA et al., 2017).

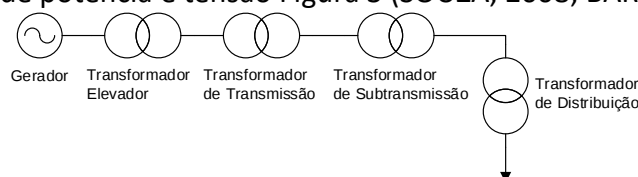


Figura 3. Diferentes transformadores utilizados no SEP. Fonte: Barbosa et al. (2017).

As partes do transformador de potência, geradoras de falhas que podem causar incêndios, explosões e acidentes são: o núcleo, enrolamentos, isolamento principal, ligação dos enrolamentos, suporte de ligações, tanque principal, tanque de expansão do óleo, membrana de borracha, buchas, comutador sob carga (OLTC), radiador/trocador de calor, moto-ventilador, painel de controle, mecanismo de acionamento (OLTC), secador de ar, termômetro/monitor, válvula de óleo, indicador de nível do óleo e relé Buchholz.

A parte ativa são os enrolamentos, o núcleo, dispositivos de prensagem e calços. Formando um conjunto rígido, para suportar condições de funcionamento. A Figura 4 ilustra a parte ativa do transformador (CIGRÉ-BRASIL, 2013).

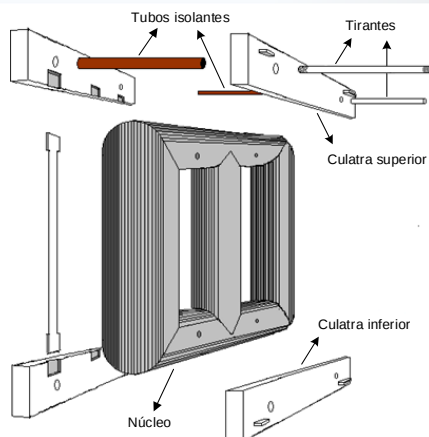


Figura 4. Elementos da parte ativa de um transformador.

O núcleo fornece um caminho de passagem dos fluxos magnéticos criados pelas correntes parasitas, que fluem nos enrolamentos. Constituído por material ferromagnético (aço silício), com elevada permeabilidade magnética para reduzir suas perdas magnéticas.

Os enrolamentos são condutores de cobre ou alumínio envolvidos com papel isolante. O nível de tensão do transformador é dado pelo número de espiras dos enrolamentos, e existe a possibilidade ter bobinas com derivações (*tap's*), que podem ser comutadas com o manuseio do transformador com ou sem carga. Para comutar o transformador com carga necessita-se de chaves comutadoras. Os comutadores de derivações são dispositivos eletromecânicos que alteram os níveis de tensão e o fluxo de potência nos transformadores, pelo acréscimo ou diminuição de espiras do enrolamento. Existem dois tipos de comutadores: o comutador de derivação sem carga tensão (CDST) e o comutador de derivação sobcarga (CDC) Figura 5.

A bucha faz a conexão entre o transformador e o sistema elétrico que será alimentado e construtivamente encontram-se os tipos de corpo não condensivo e condensivo. A Figura 6 apresenta uma bucha do tipo condensiva (CIGRÉ-BRASIL, 2013; HEREDIA, 2008).



Figura 5. Comutador CDC tipo M

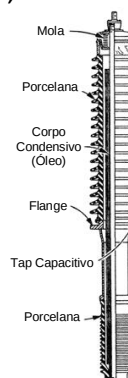


Figura 6. Bucha do tipo condensiva..

O taque é responsável em dissipar o calor gerado pelas partes ativas do transformador, seu sistema de resfriamento é composto por óleo isolante. Formado por chapas de aço reforçado, com blindagem nas paredes internas para diminuir a temperatura do aço.

O OMI deve isolar, e refrigerar a parte ativa do equipamento. Porém, o óleo alternativo classe K, apresenta melhores propriedades de segurança contra incêndio (ABNT, 2015).

Os radiadores auxiliam na refrigeração do OMI, transferindo o calor interno para o meio externo do equipamento. São feitos em chapas com aletas abertas nas extremidades, para facilitar a circulação do OMI no interior do equipamento (BARROS; GEDRA, 2015).

3. Principais falhas em transformadores e cenários de incêndio

Todo incêndio é uma reação em cadeia composta de, o combustível, oxigênio e o calor. O transformador é composto por materiais combustíveis (OMI, cabos, materiais celulósicos, etc.), que em certas situações de sobrecarga geram gases combustíveis da decomposição do OMI. Combinado esses fatores a exposição do equipamento ao oxigênio e a fontes de ignição como raios, sobrecarga elétrica e cabos superaquecidos. Cria-se um evento com possibilidade de incêndio no transformador. A Figura 7 ilustra a árvore de falhas do evento.

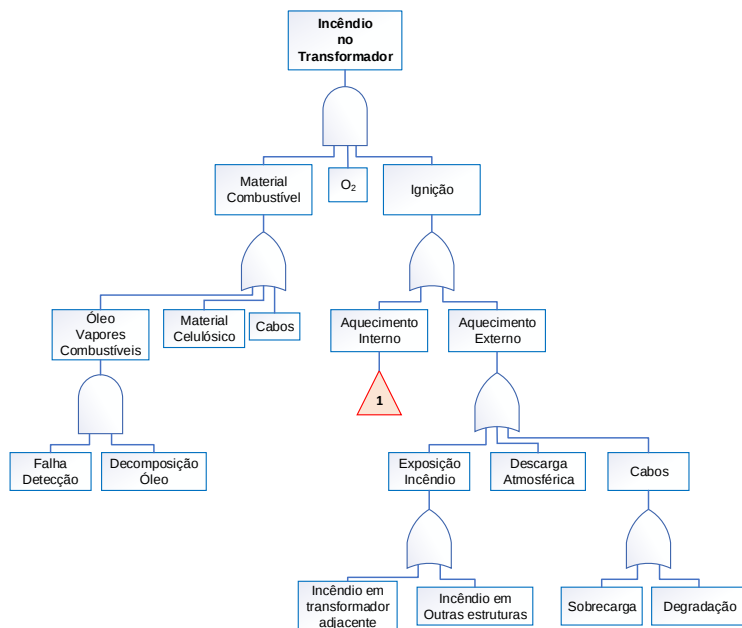


Figura 7. Árvore de falhas para incêndio em transformadores de potência.

O nó 1 em vermelho, da Figura 7 mostra o aquecimento interno como fonte de ignição. A Figura 8 detalha o aquecimento numa nova árvore de falhas (BANDEIRA, 2007).

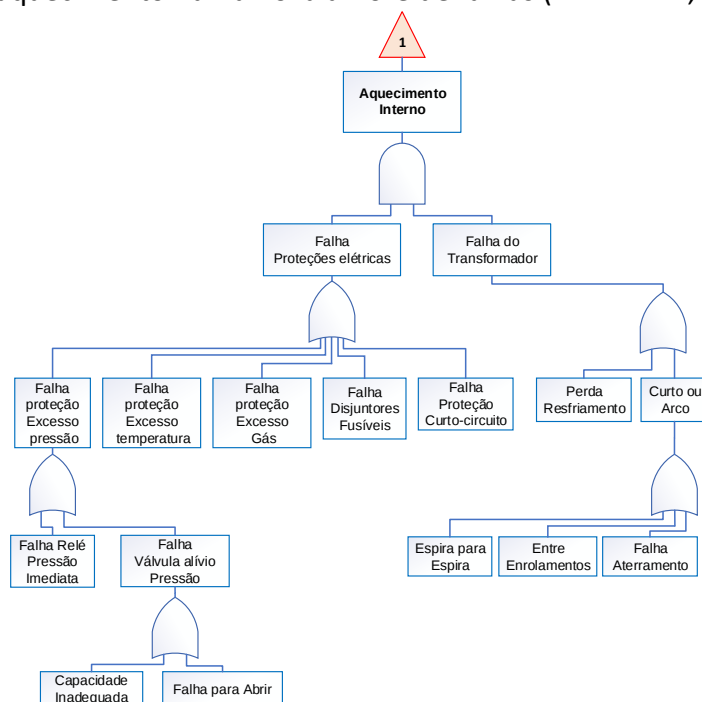


Figura 8. Árvore de falhas para incêndio em transformadores de potência (aquecimento interno).

Principais causas de incêndios devido a falhas nos componentes são (CIGRÉ-BRASIL, 2013):

- Bucha: quando o isolador de porcelana é destruído o óleo é expelido pela flange da bucha. O local em que a bucha é perfurada a corrente de falta do arco elétrico pode provocar a ignição do óleo e iniciar um incêndio na bucha e propagar para o tanque. Um rompimento na extremidade inferior da bucha o OMI alimentará o fogo.
- Parte Ativa: são falhas que tem origem em solicitações superiores a suportabilidade, associadas às sobretensões ressonantes, a fenômenos de transitório rápido e altas correntes de curto-circuito. Outra falha está ligada à redução de suportabilidade dielétrica, que inicia com a degradação do isolamento sólido do transformador. Podendo ter falhas por meio do circuito magnético, causadas por deficiências do isolamento dos parafusos passantes, ao fluxo magnético que provoca contrações e alongamentos das lâminas e consequente quebra dos parafusos de sustentação e falhas no corte do núcleo.
- Comutadores: as principais falhas em comutadores CDC estão relacionadas ao desgaste mecânico, baixa rigidez dielétrica da chave de carga e falhas em algum ponto da manutenção. A falha no comutador CDC pode levar a explosão do transformador, que pode ser seguida ou não de incêndio caracterizando uma das falhas catastróficas.

4. Sistemas de proteção contra incêndio em transformadores

Os SPCI's e explosões dividem-se em categoria de prevenção, que procura prevenir a falha, e mitigação que atenua as consequências da falha.

As medidas preventivas tomadas para intervir nos equipamentos, sistemas ou instalações são caracterizadas pelos vários tipos de manutenção existentes. Estas manutenções são: corretiva, preventiva e manutenção preditiva. Outras medidas dos princípios das manutenções citadas, não são consideradas novas manutenções. Entre elas a manutenção baseada no risco que leva em consideração as consequências de uma falha, ou seja, prioriza as atividades de manutenção em relação às implicações da não operabilidade do equipamento e/ou sistema (KARDEC; NASCIF, 2012). Como exemplo o teor de umidade no óleo isolante do comutador classe II. Esta manutenção analisa a quantidade de H₂O em (ppm), no óleo do comutador. O resultado gera a matriz de risco associando ao potencial de falha com a consequência Figura 9.

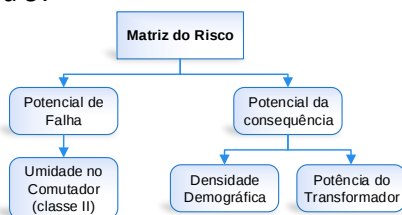


Figura 9. Matriz do risco baseado em potencial de falha e potencial de consequência.

O potencial de falha considera o nível de umidade no óleo isolante, que pode ser severo (A), moderado (B) ou baixo (C), como se observa na Tabela 1.

Teor de umidade	Critério de Aceitabilidade
A (Alta)	> 30 ppm H ₂ O
B (Média)	20 ≤ ppm H ₂ O ≤ 30
C (Baixa)	< 20 ppm H ₂ O

Tabela 2. Potencial de falha no comutador classe II.

Para o potencial de consequência considera-se a densidade populacional da carga, observado na Tabela 2, associado ao tipo de transformador que alimenta Quadro 1.

	Número de Construções	Situação Típica
Classe 1	Mais de que 10 e Menos de 46 construções	Áreas rurais, fazendas
Classe 2	Mais de que 46 construções	Subúrbios e vilarejos
Classe 3	Áreas densamente povoadas	Cidades
Classe 4	Áreas densamente povoadas e interesse econômico	Capitais

Tabela 2. Densidade demográfica da carga relacionada ao transformador.

Quadro 1. Potencial da consequência Cigré-Brasil (2014)..

Potencial de Consequência	Classe 4	Classe 3	Classe 2	Classe 1
Transformador ≥ 300 MVA	A	A	B	C
$100 \text{ MVA} \leq \text{Transformador} < 300 \text{ MVA}$	A	A	B	C
$10 \text{ MVA} \leq \text{Transformador} < 100 \text{ MVA}$	A	A	C	D
Transformador $< 10 \text{ MVA}$	A	B	D	D

A Figura 10 ilustra a matriz de risco em transformadores gerada pelo produto entre os potenciais de falha e consequência. Seu resultado representa um grau de risco alto (R_1), médio (R_2) e baixo (R_3), que estabelece um planejamento de manutenção do equipamento.

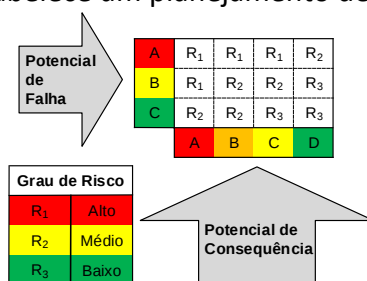


Figura 10. Matriz do risco para transformadores de potência.

Os sistemas de mitigação procura atenuar os efeitos gerados em um incêndio ou explosão do transformador numa SE. As principais proteções passivas são compostas por distância de separação, parede corta-fogo, sistema automático de proteção, sistema de proteção da chama com pedra britada e bacia de contenção. Quando as medidas preventivas são implementadas o sucesso das barreiras vão depender do projeto, instalação e conservação. As distâncias de separação são proteções passivas, que evitam que a energia irradiada no incêndio, dos equipamentos ou instalações comprometam pessoas ou os ativos da empresa. Conforme a especificação da (ABNT, 2015) associa-se os riscos de incêndio do transformador com, a potência e tensão nominal, tipo e volume do líquido isolante, da proximidade, exposição e o tipo de equipamentos e estruturas adjacentes.

Para o transformador instalado externamente a edificação, Figura 11. Considerar as distâncias mínimas do transformador a edificação conforme Tabela 3, e para transformador e equipamentos adjacentes a Tabela 4. Caso não possa aplicar as distâncias de separação, utilizam-se paredes corta-fogo, e se for indicado pela análise de risco de incêndio deve-se prever uma instalação adicional de proteção de sistemas fixos automáticos (ABNT, 2015).

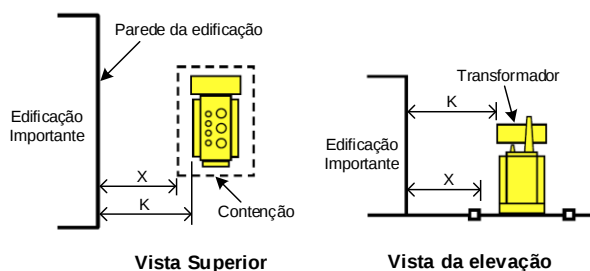


Figura 11. Transformador instalado externamente a edificação.

Na Figura 12 a distância X, para transformadores a OMI, a partir da borda interna do sistema de contenção até a edificação e distância K, para o transformador com fluido de (classe K), a partir dos componentes do transformador até a edificação. Os componentes de distância K podem ser pressurizados devido à falha elétrica, nas buchas, tanque conservador de OMI, válvulas de alívio de pressão, radiadores e tanque do comutador (ABNT, 2015).

Líquido isolante	Volume de líquido(L)	Distância horizontal mínima (Dimensão X ou K da Figura 11)		
		Edificação resistente ao fogo por 2h (m)	Edificação incombustível (m)	Edificação combustível (m)
Óleo Mineral (X)	< 2000	1,5	4,6	7,6
	> 2000 < 20000	4,6	7,6	15,2
	> 20000	7,6	15,2	30,5
Fluido classe K (K)	< 38000	1,5		7,6
	> 38000	4,6		15,2

Tabela 3. Distâncias mínimas de separação entre transformadores e edificações.

Líquido isolante	Volume de Líquido isolante (L)	Distância (m)
Óleo Mineral (X)	< 2000	1,5
	≥ 2000 e < 20000	7,6
	> 20000	15,2
Fluido classe K (K)	< 38000	1,5
	> 38000	7,6

Tabela 4. Distâncias mínimas de separação entre transformadores e equipamentos adjacentes.

Nos transformadores internos a edificação, deve-se determinar uma sala somente para o equipamento e meios de proteção contra incêndio Tabela 5. Recomendando uma separação mínima de 0,9 metros das paredes (ABNT, 2015).

Líquido isolante	Volume de Líquido isolante do maior transformador (L)	Meios de proteção contra incêndio
Óleo Mineral	< 400	Edificação resistente ao fogo por 1 h.
	> 400 < 20000	Transformador único: – Edificação resistente ao fogo por 1 h e sistema fixo de combate ao incêndio por água ou gases, ou; – Edificação resistente ao fogo por 3 h
		Transformadores Múltiplos: – Edificação resistente ao fogo por 3 h, subdividida para cada transformador, ou; – Edificação resistente ao fogo por 3 h e sistema fixo de combate ao incêndio por água ou gases.
	> 20000	Edificação resistente ao fogo por 3 h e sistema fixo de combate ao incêndio por água ou gases.
Fluido classe K	Qualquer	– Edificação resistente ao fogo por 1 h, ou; – Edificação incombustível e sistema fixo de combate ao incêndio por água ou gases.

Tabela 5. Recomendações mínimas para transformadores em instalações internas.

As distâncias mínimas das instalações dos transformadores são encontradas na *National Fire Protection Association* (NFPA) 850 (2015) e *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61936 (2010), Tabelas 6 e 7.

Volume de Óleo (L)	Distância (D) (m)
< 1893	1,5
> 1893 e < 18925	7,6
< 18925	15

Tabela 6. Distância mínima entre transformadores e edificações.

Fluido Isolante do transformador	Volume do Fluido isolante (L)	Distância Mínima Recomendada (m)	
		Transformador-Transformador Transformador-Edificação com fachada não combustível	Transformador-Edificação Com fachada combustível
Óleo Mineral	>1000 <2000	3	7,6
	≥2000 <20000	5	10
	≥20000 <45000	10	20
	≥45000	15,2	30,5
Fluido classe K Sem proteção	≥1000 <3800	1,5	7,6
	≥3800	4,6	15,2
Fluido classe K Com proteção	Distância entre a fachada da edificação e o transformador		
	Horizontal (m)		Vertical (m)
	0,9		1,5

Tabela 7. Recomendações de distâncias mínimas para transformadores instalados externos as edificações

A parede corta-fogo mitiga o impacto do incêndio, por ter a capacidade de reduzir a energia transferida por convecção e radiação do incêndio do equipamento em seu entorno. Segundo NFPA 850 a parede corta-fogo deve resistir ao fogo por 2 horas e recomenda-se que a parede entre transformadores se estenda a uma distância horizontal A de 0,61 metros e vertical B de 0,31 metros, como na Figura 12. Na Figura 13 observar-se alguns exemplos de distâncias mínimas, com a distância D presente na Tabela 7 (NFPA 850, 2015; CIGRÉ, 2013).

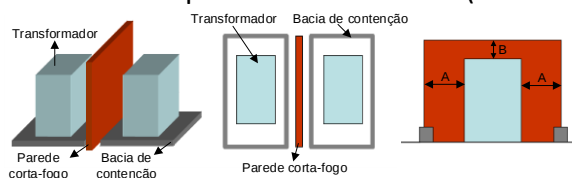


Figura 12. Barreiras de proteção (Parede Corta Fogo).

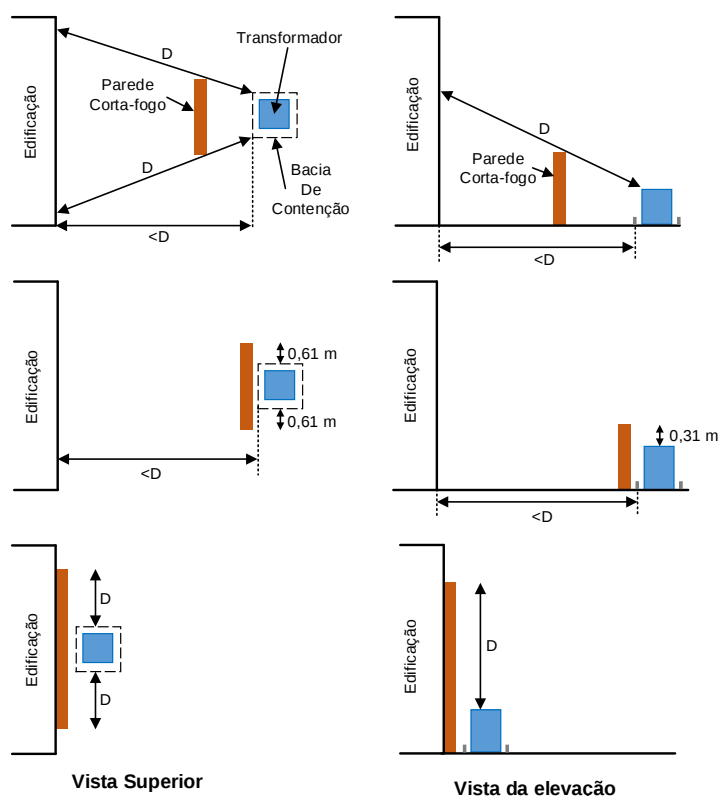


Figura 13. Distância mínima entre o transformador e a edificação, quando há a parede corta-fogo.

A (ABNT, 2015) recomenda que a parede corta-fogo deve suportar o fogo por 2 horas, e ter dimensão estendida em 0,3 metros de altura e 0,6 metros de comprimento e uma distância livre mínima de separação física de 0,5 metros entre a parede e o transformador, como na Figura 14. Na distância Y1 é utilizada para buchas de porcelana e Y2 para buchas poliméricas, porém ambas devem possuir distância maior ou igual a 0,3 metros.

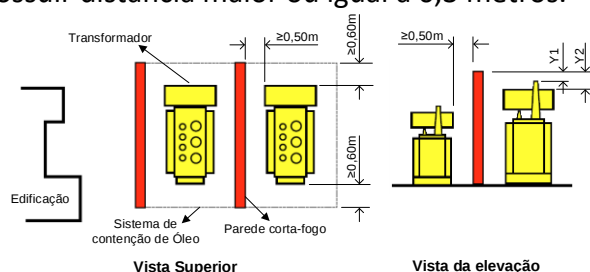


Figura 14. Separação por parede tipo corta-fogo entre equipamentos e edificação.

Conforme a (ABNT, 2015) os sistemas fixos de proteção devem ser considerados em transformadores a OIM simultaneamente com paredes corta-fogo. Observam-se na Tabela 8 exemplos de sistemas fixos automáticos com suas respectivas normas recomendadas.

Sistemas de Proteção	Normas
Sistemas de proteção contra incêndio por chuveiros automáticos (<i>sprinklers</i>)	ABNT NBR 10897
Sistema fixo automático por água nebulizada	NFPA 15
Sistema fixo automático por gás pelo método de inundação total	ABNT NBR 12232, NFPA12 (CO ₂) NFPA 2001 (gases limpos)
Conjunto hidrante e líquido gerador de espuma sintética	ABNT NBR 12615
Sistema fixo automático por água nebulizada sob alta pressão (<i>water mist</i>)	NFPA 750

Tabela 8. Exemplos de sistemas fixos automáticos.

O sistema automático de água controla o incêndio pelo princípio da emulsificação da água com óleo. A emulsificação origina-se quando dois líquidos imiscíveis entram em contato e existe a tendência que um dos líquidos se espalhe no outro. Extingue-se o incêndio através da aplicação da água em líquidos inflamáveis, pois há o resfriamento da superfície do óleo e a eliminação dos vapores inflamáveis, portanto a superfície do óleo se torna não combustível. Para a proteção do transformador envolve-se o equipamento com finas gotículas de água, como observado na Figura 15 (DUARTE; ARAUJO; SILVA, 2017).

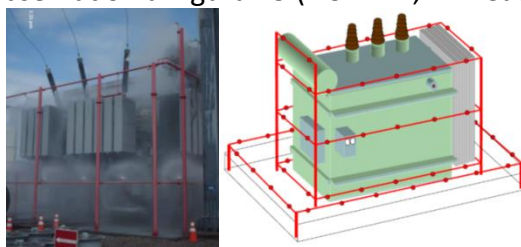


Figura 15. Sistema fixo de água para transformadores em um dique de contenção.

O sistema de contenção do líquido isolante tem a função de proteger ou reduzir incêndios e evitar desastres ambientais. No caso de falha em transformadores os arcos elétricos internos promovem o aumento da pressão interna do tanque. Podendo resultar no seu rompimento, gerando a combustão e derrame do óleo em chamas na SE. O processo da ruptura do tanque do transformador, Figura 16, pode acarretar um incêndio de poça ou *Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion* (BLEVE) (DUARTE; PENA; DUTRA, 2016)

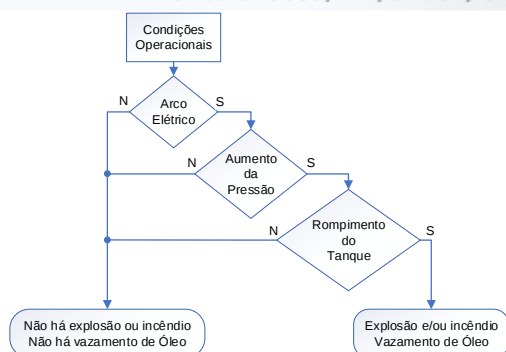


Figura 16. Fluxograma para o rompimento do tanque principal do transformador.

A contenção do OMI em transformadores na SE, permite reduzir a área de derrame e incêndio. Tendo uma menor área de limpeza e restauração após o evento. Ainda, o sistema pode contribuir na diminuição da altura da chama e o fluxo de calor radiante, como na contenção do fogo para evitar sua propagação. Consideram-se alguns fatores no projeto e arranjo do sistema de contenção, como: o tipo e volume do líquido isolante contido no equipamento e na SE, o volume das águas de chuva e dos sistemas fixos ou manuais de supressão de incêndio e área disponível, condições de solo e proximidade a cursos de água. Segundo o (IEEE, 2012), o projeto do sistema de contenção de óleo deve utilizar material de recobrimento do solo da SE e sistema de contenção a pedra britada. Dimensionando o sistema de contenção para suportar além do volume do óleo o volume da água da chuva, com quantidade baseada na maior precipitação pluviométrica de um período de 24 horas com referência dos últimos 25 anos. Suportar um incêndio dentro os limites de contenção de no mínimo 3 horas de duração. Caso o transformador possuir sistema automático de água reduzir o tempo em 2 horas. O perímetro do sistema de contenção de derramamento deve estar entre 2 a 3 metros além das partes do equipamento que contém óleo, com referência na altura de uma bucha típica e do tanque conservador.

Conforme a NBR 13231 (2015) o sistema de contenção para equipamento instalado externamente deve coletar o óleo derramado por meio de bacias coletoras, integradas ou múltiplas, com largura e comprimento que ultrapassem em 0,5 metros no mínimo a projeção do transformador. Ter a capacidade de volume útil de 20% do líquido isolante do transformador e coletar e drenar para bacia ou caixa de contenção o volume total de óleo do equipamento. A contenção do óleo derramado em bacia ou caixa de contenção deve ser integrada à bacia coletora ou interligada a uma ou mais bacias coletoras. Ser possível drenar o óleo derramado, as águas derramadas no sistema, a mistura de óleo mais água e da água separada do óleo. Podem-se visualizadas na Figura 17 com exemplos de sistemas com a bacia de contenção integrada e separada com a bacia coletora.

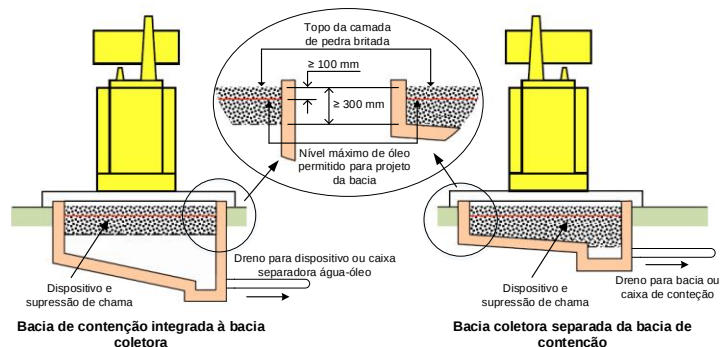


Figura 17. Exemplo de bacia coletora e de contenção.

Segundo a NBR 13231 (2015) deve-se utilizar pedra britada como material de recobrimento no pátio da SE. Recomendam-se alguns fatores em relação ao uso de pedra britada como:

- A camada de brita deve estar adequada às exigências do sistema de aterramento da SE em relação à tensão de passo e de toque.
- Realização cíclica de manutenção na camada de brita para retirada de materiais estranhos que diminuam sua eficácia.

A brita pode ser utilizada para supressão de chama nos sistemas de contenção de OMI. Testes relatam que uma camada de brita de 150mm de profundidade, com britas 18mm de diâmetro, pode extinguir a chama do OMI pela diminuição da temperatura da chama e controle do ar de combustão (ABNT, 2015; IEEE Std 979, 2012). A Figura 18 mostra o esquemático do revestimento de brita no sistema de contenção. A Tabela 9 traz o comparativo entre as medidas adotadas no revestimento do sistema.

Parâmetros para o Revestimento	NBR 13231	IEEE 979-2012
Diâmetro da pedra britada	25 mm – 50 mm	18 mm – 38 mm
Profundidade da camada de pedra britada	≥ 300 mm	≥ 450 mm
Nível máximo de óleo permitido	≥ 100 mm	≥ 150 mm

Tabela 9. Comparativo entre o revestimento do sistema de contenção.

O planejamento de emergência deve considerar aspectos em relação ao tempo ocorrido após o incêndio do transformador na SE. A Figura 19 sugere um planejamento de emergência com um resumo de medidas adotadas após um incêndio no equipamento.

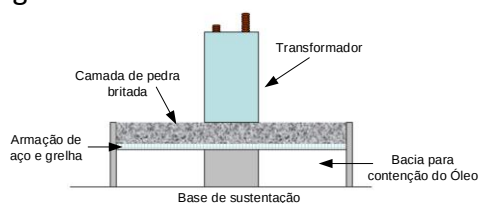


Figura 18. Esquemático do revestimento.

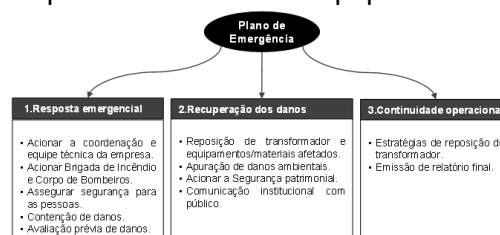


Figura 19. Organização do Planejamento.

A princípio são tomadas medidas de curto prazo relativas à resposta emergencial. Ativando a coordenação do setor e os responsáveis técnicos para eliminar todos os riscos elétricos existentes no local de instalação do transformador. Para não expor a equipe de combate ao fogo aos riscos elétricos. Aciona-se o corpo de bombeiros e a brigada de incêndio com a finalidade de isolar a área de risco e extinguir o incêndio. Assim, após controlar o incêndio e garantir a segurança pessoal e conter maiores danos a SE se faz uma avaliação prévia dos danos nos equipamentos e edificações próximas. Depois do término das respostas emergenciais em curto e médio prazo, são aplicadas as medidas de recuperação de danos. Fazendo-se uma avaliação mais detalhada dos danos causados aos equipamentos, estruturas ou edificações da SE para reposição. Verificam-se os possíveis danos ambientais como derramamento de OMI e incêndio na vegetação próxima.

5. Considerações Finais

Os transformadores de potência são equipamentos suscetíveis a falhas, que podem resultar numa catástrofe como incêndio ou explosão. A ocorrência de incêndio neste equipamento pode causar danos ambientais, ou avariar outros equipamentos e edificações instalados na proximidade. Assim, é fundamental ter um sistema que controle ou atenuar um incêndio ou explosão. São abordados dois tipos de proteção contra incêndio, a prevenção e mitigação. Uma sugestão de planejamento de emergência por resposta emergencial, e recuperação de danos e continuidade operacional. A confiabilidade da transmissão de energia elétrica é constituída pela proteção no planejamento de emergência com SPCI em transformadores.

Referências

- ALVES, N. A.. **Estudo de caso referente à exigência do Corpo de Bombeiros para o uso de Sistema de Hidrante sob comando em uma Subestação Elétrica**. 2017. 62 f. Monografia de Especialização. Especialização em Segurança do Trabalho, UTFPR. Curitiba, 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 13231: Proteção contra incêndio em subestações elétricas**. Rio de Janeiro, 2015.
- BANDEIRA, D. A. T.. **Um estudo exploratório de causas e consequências de incêndios em transformadores de subestação**. 2007. 78 f. Dissertação (Mestrado). UFPE: Recife, 2007.
- BARBOSA, T. M.; FERREIRA, J. G.; FINOCCHIO, M. A. F.; ENDO, W.. **Development of an Application Based on the Duval Triangle Method**. IEEE Latin America Transactions, v. 15, n. 8, p. 1439–1446, 2017.
- BARROS, B. F. DE; GEDRA, R. L.. **Cabine Primária: subestações de alta tensão de consumidor**. 4. ed. São Paulo: Érica, 2015.
- CIGRÉ. **Final Report of the Working Group WG A2-33, Guide for transformer fire safety practices**. CIGRÉ, 2013.
- CIGRÉ-BRASIL. **Final Report of the Working Group GT A2-04, Guia de manutenção para transformadores de potência**. CIGRÉ, 2013.
- CIGRÉ-BRASIL. **Final Report of the Working Group GT A2-05, Guia para Avaliação de Incêndio em Transformadores de Potência não Confinado e a Óleo Mineral**. CIGRÉ, 2014.
- DUARTE, D.. **Aspects of transformer Fires in Brazil**. Open Journal of safety Science and Technology, v. 02, p. 63-74, 2012.
- DUARTE, D. C. L.; ARAUJO, L. H; SILVA, S. S.. **Avaliação do sistema de sprinkler**. In: IV Congresso Ibero Americano sobre Segurança Contra Incêndio, 2017, Recife-PE. Brasil.
- DUARTE, D. C. L; PENA, M. M.; DUTRA, K. L. C.. **Visão Geral sobre Incêndio em Transformadores no Brasil**. Flammae, v. 2, p. 188-209, 2016.
- GOMES, M. C.; LAMANA, S.. **Análise Preventiva de Riscos de Acidente do Trabalho em Subestações**. In: VIII Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção.. Ponta Grossa, 2017.
- HEREDIA, L. A.. **Caracterização, manutenção e monitoramento on-line de buchas condensivas para transformadores de potência**. 2008. 143 f. Dissertação (Mestrado). UFPE: Recife, 2008.
- IEC 61936. **Power Installation Exceeding 1kV AC - Part 1: Common Rules**. IEC 61936-1 2010.
- IEEE Std 979. **IEEE Guide for Substation Fire Protection**. IEEE Std 979-2012, 2012.
- KARDEC, A.; NASCIF, J.. **Manutenção: função estratégica**. 4ª ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2012.
- MAMEDE FILHO, J.. **Instalações Elétricas Industriais: De acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015**. 9ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.
- MORABITO, G. F.. **Proposição de indicadores e métricas para avaliar e mensurar a eficiência das subestações de um microgrid**. 2017. 116 f. Dissertação (Mestrado). PUC: RJ, 2017.
- NFPA 850. **Recommended Practice For Fire Protection For Electric Generating Plants And High Voltage Direct Current Converter Stations**. National Fire Protection Association, 2015.
- PONTES, R. O.. **Modelo matemático para explosões em transformadores**. 2001. 70 f. Dissertação (Mestrado). UFPE, PPGE, Recife, 2001.
- SOUZA, D. C. P.. **Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso**. 2008. 101 f. Dissertação (Mestrado). EEEU. UFG: Goiânia, 2008.