

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 649

**METODOLOGIA DE GERÊNCIA DE RISCOS NA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO
DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Jeferson Inacio Lopes

DATA DA DEFESA: 21/12/2010

Universidade Federal de Minas Gerais
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**METODOLOGIA DE GERÊNCIA DE RISCOS NA OPERAÇÃO E
MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Jeferson Inacio Lopes

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Beio Horizonte - MG

Dezembro de 2010

**"Metodologia de Gerência de Riscos Na Operação e
Manutenção de Transformadores de Potência"**

Jeferson Inácio Lopes

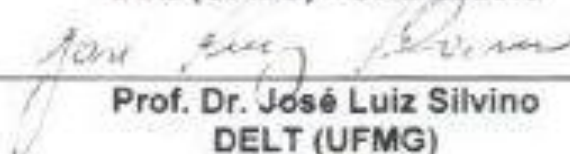
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 21 de dezembro de 2010.

Por:



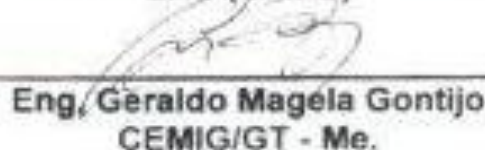
Profa. Dra. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora



Prof. Dr. José Luiz Silvino
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Fabrício Silveira Chaves
LRC (UFMG)



Eng. Geraldo Magela Gontijo
CEMIG/GT - Me.

Dedico esta dissertação a minha amada Família:

Minha amada e dedicada esposa Ana Lúcia e filhas Blenda e Alanna pelo amor, paciência, compreensão, incentivo e impossível descrever tudo.

Ao meu Pai, Valter, pelo exemplo de vida e ao meu irmão Fabinho e minha inesquecível e amada Mãe, Francisca, que hoje estão na companhia de Deus.

AGRADECIMENTOS

Primeiro a Deus, que me iluminou e possibilitou superar todos os momentos difíceis e que, a cada instante, nos ensina o caminho para o nosso conhecimento e realização.

Agradeço à professora Dra. Maria Helena Murta Vale por propiciar valiosos ensinamentos e pelas sábias orientações neste trabalho. Seu respeito, educação, contribuições, competência e valorização na construção desta dissertação.

À Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG - por fornecer a estrutura para o desenvolvimento acadêmico de meu mestrado, destacando o LRC (*Lightning Research Center*) e seus professores.

Agradeço de todo o meu coração à minha amada esposa Ana Lúcia Magri Lopes, minhas incomparáveis e amadas filhas Blenda Wyslia Magri Lopes (Bembém) e Alanna Raíssa Magri Lopes (Lalá), pelo amor e compreensão, pois foram elas as grandes incentivadoras para que eu realizasse esta importante etapa da minha vida.

Aos meus pais, Valter Inácio Lopes e Francisca Isabel Musso Lopes (*in memoriam*), pelo amor incondicional e compreensão.

Ao meu irmão, Fábio Inácio Lopes (*in memoriam*) pela convivência na infância e pelas lições que aprendemos juntos.

À Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG – pela oportunidade de estar aqui neste momento como profissional maduro na busca de conhecimento e realizando um sonho.

Aos amigos, também colegas de trabalho, da CEMIG pela demonstração de amizade, espírito de equipe, cooperação e torcida ao longo deste período, em especial aos amigos: Edivaldo Moreira Franco, Geraldo Magela Gontijo e Carlos Guilherme Arruda Fonseca, que me apoiaram e possibilitaram participar do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP na Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG – e posteriormente o Mestrado na mesma universidade.

Aos colegas do CESEP e do Mestrado pelas oportunidades de troca de informações e estudos em conjunto, gostaria de citar os nomes, mas receio me esquecer de alguém.

Aos colegas engenheiros e mestres: Roberto Osterman da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul e Miguel Carlos Medina Pena da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, que ao compartilharem suas dissertações de mestrado, auxiliaram e enriqueceram a minha dissertação.

A todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho.

Muito Obrigado a todos!

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

RESUMO

O objetivo desta dissertação é apresentar uma proposta de “Metodologia de Gerência de Riscos na Operação, Manutenção e Monitoramento de Transformadores de Potência”. Trata-se de uma metodologia inovadora que utiliza técnicas para avaliação de riscos para monitoramento e controle de transformadores. A filosofia básica da metodologia é a definição e obtenção de uma “Matriz de Criticidades dos Transformadores de Potência”, considerando diversos aspectos, tais como a expectativa da frequência de falha e o impacto relativo às consequências financeiras (tempo e custo), operacionais, na saúde, segurança e meio ambiente. Define-se, também, uma “Matriz de Resposta dos Riscos dos Transformadores” com foco na proposta de monitoramento e controle dos mesmos. Da forma como foi idealizada a metodologia, as equipes envolvidas poderão contribuir e atuar nas decisões e ações relacionadas às áreas de operação, manutenção e planejamento dos sistemas elétricos, bem como aprimorar e ajustar os parâmetros propostos e aprofundar os estudos de estatísticas. Espera-se que com a utilização da metodologia ganhos significativos possam ser obtidos para auxiliar o gerenciamento dos transformadores. Para enfatizar tais benefícios, são apresentados resultados de sua aplicação em um grupo contendo 20 transformadores reais, onde são detalhadas ações propostas para melhoria na operação e manutenção dos mesmos. Com o desenvolvimento e aplicação destas propostas, espera-se uma redução nos riscos e nas taxas de falhas dos transformadores, bem como um gerenciamento técnico e financeiro com melhores prioridades dos investimentos em manutenção, reparos e monitoramentos dos transformadores.

ABSTRACT

The objective of this master thesis is to present a “Risk Management Methodology” applied to Power System Transformers, related to Operation, Maintenance and Monitoring tasks. It is an innovative methodology that applies techniques for risk evaluation on transformers monitoring and control. The basic philosophy that underlies the method is the conception of a called “Power Transformers Critical Matrix”. It takes into consideration different aspects, such as the equipment failure frequency expectation and the possible impacts related to financial (time and cost), operational, health, security and environmental consequences. It also defines a “Transformers Risk Answer Matrix” focused on monitoring and control proposition. The way the methodology is idealized permits the engineering staff to contribute and take decisions related to operation, maintenance and planning activities, to improve and adjust already proposed parameters, as well as to intensify statistical studies. Significant gain is expected from the use of the methodology on transformers management. In order to emphasize such benefits, this work presents the results of the methodology applied to a group of 20 real transformers. Actions proposed to improve their operation and maintenance are detailed. With the application of these proposals, reductions of transformers risks and failures are expected. Technical and financial management is also projected, mainly regarding the prioritization for maintenance, repair and transformers monitoring investment.

SUMÁRIO

1	Introdução	14
2	Manutenção e Falhas – Revisão dos Principais Conceitos	18
2.1	Considerações Iniciais	18
2.2	Falhas – Definições.....	19
2.2.1	<i>Definições de Falha</i>	<i>19</i>
2.2.2	<i>Taxa de Falhas.....</i>	<i>20</i>
2.3	Manutenção	22
2.3.1	<i>Evolução Histórica da Manutenção</i>	<i>22</i>
2.3.2	<i>Tipos de Manutenção</i>	<i>25</i>
2.3.3	<i>Comentários Finais.....</i>	<i>29</i>
3	Gerência de Riscos e Técnicas de Identificação	31
3.1	Introdução	31
3.2	Definições Usuais sobre Riscos.....	32
3.3	Gerência de Riscos.....	33
3.4	Técnicas de Identificação de Riscos	35
3.4.1	<i>Técnicas de Coleta de Informações</i>	<i>35</i>
3.4.2	<i>Análise de Listas de Verificação.....</i>	<i>36</i>
3.4.3	<i>Análise das Premissas</i>	<i>36</i>
3.4.4	<i>Técnicas de Diagramas.....</i>	<i>37</i>
3.4.5	<i>Análise SWOT ou FOFA.....</i>	<i>37</i>
3.4.6	<i>Opinião Especializada</i>	<i>37</i>
3.5	Análise dos Riscos.....	38

3.5.1	<i>Análise Qualitativa de Riscos</i>	38
3.5.2	<i>Análise Quantitativa de Riscos</i>	39
3.5.3	<i>Aplicação das Técnicas de Análise em Transformadores</i>	40
3.6	Considerações Finais.....	40
4	Proposta de Metodologia de Riscos Aplicada a Transformadores..	41
4.1	Introdução	41
4.2	Processo de Decisão da Metodologia Proposta – Filosofia Básica ..	41
4.3	Núcleo A – Matriz de Identificação dos Riscos	43
4.3.1	<i>Grupo 1 – Identificação de cada Transformador</i>	43
4.3.2	<i>Grupo 2 – Estimativa da Frequência de Falha do Transformador</i>	43
4.3.3	<i>Grupo 3 – Estratificação e Impacto Total da Conseqüência</i>	44
4.3.4	<i>Grupo 4 – Criticidade Total (CT)</i>	45
4.3.5	<i>Grupo 5 – Exposição ao Risco (ER)</i>	46
4.4	Núcleo B – Análise de Criticidade	46
4.5	Núcleo C – Matriz de Resposta aos Riscos	48
4.6	Considerações Finais.....	48
5	Aplicação da Metodologia Proposta	54
5.1	Introdução	54
5.2	Matriz de Identificação dos Riscos.....	55
5.3	Quadro de Fatores Relevantes dos Transformadores	56
5.4	Matriz de Criticidade Total dos Transformadores	58
5.5	Análise dos Resultados.....	59
5.6	Matriz de Respostas aos Riscos	59
5.7	Considerações Finais.....	59

6	Conclusões e Proposta de Continuidade.....	62
7	Referências Bibliográficas	64
	Anexo A – Transformador de Potência – Componentes Básicos.....	67

LISTA DE SIGLAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

AFNOR: Associação Francesa de Normalização

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CESEP: Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência

CDE: Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações

CIGRÉ: *International Council on Large Electric Systems*

CR: Custo do Reparo

CT: Criticidade Total

EAR: Estrutura Analítica do Risco

EFF: Estimativa de Frequência de Falha

ER: Exposição ao Risco

FOFA: Forças, Oportunidades, Fraquezas e Ameaças

FVG: Fundação Getúlio Vargas

GCOI: Grupo Coordenador da Operação Interligada

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IO: Impacto Operacional

ITC: Impacto Total da Conseqüência

LRC: *Lightning Research Center*

LISTA DE SIGLAS – CONTINUAÇÃO

LTDA.: Limitada

MCC: Manutenção Centrada na Confiabilidade

ONS: Operador Nacional do Sistema

PMBOK: *Project Management Book of Knowledge*

PMI: *Project Management Institute*

PV: Parcela Variável

RCM: *Reliability Centred Maintenance*

SSMA: Saúde, Segurança e Meio Ambiente

SWOT: *Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*

TPM: Manutenção Produtiva Total

TR: Tempos de Reparo

UFMG: Universidade Federal de Minas Gerais

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Taxa de Falhas em Transformadores no Brasil [CDE-CG-96]	20
Figura 2.2 - Curva da Taxa de Falha no Tempo [Almeida-06].....	21
Figura 2.3 - Evolução da Manutenção [Pinto e Xavier-09]	24
Figura 2.4 - Manutenção Corretiva não Planejada [Pinto e Xavier-09].....	26
Figura 2.5 - Manutenção Preventiva [Pinto e Xavier-09].	27
Figura 2.6 - Manutenção Preditiva [Pinto e Xavier-09].	28
Figura 2.7 - Tipos de Manutenção [Pinto e Xavier-09].	29
Figura 2.8 - Mudança de Paradigma na Manutenção [Pinto e Xavier-09].	30
Figura 3.1 - Risco e Tempo [FGV-09]	32
Figura 3.2 - Interação entre os Processos de um Projeto [FGV-09].....	34
Figura 5.1 - Matriz de Identificação dos Riscos.....	55
Figura 5.2 - Estimativa da Freqüência de Falha x Transformador.....	57
Figura 5.3 - Impacto Total da Maior Conseqüência x Transformador	57
Figura 5.4 - Criticidade Total x Transformador	57
Figura A.1 – Transformador de Potência	67
Figura A.2 – Montagem de um Transformador de Potência.....	68
Figura A.3 – Parte Interna de um Transformador de Potência.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Quadro de Fatores	47
Tabela 4.3 - Matriz de Resposta aos Riscos	48
Tabela 4.4 - Fatores Considerados na Avaliação dos Transformadores.....	49
Tabela 4.5 - Grupo 1 – Informações do Transformador Exemplo	50
Tabela 4.6 - Grupo 2 – EFF dos Componentes do Transformador Exemplo ...	51
Tabela 4.7 - Grupo 3 – Conseqüências do Transformador Exemplo	52
Tabela 4.8 - ITC, EFF, CT e ER - Componentes do Transformador Exemplo .	53
Tabela 5.1 - Quadro de Fatores Relevantes	56
Tabela 5.2 - Matriz de Criticidade Total dos Transformadores.....	58
Tabela 5.3 - Matriz de Resposta ao Risco	61

1 INTRODUÇÃO

As alterações ocorridas no setor elétrico brasileiro, decorrentes da criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e do ONS (Operador Nacional do Sistema), da privatização e desverticalização das concessionárias de energia elétrica, criaram novas e importantes regras como a PV¹ (Parcela Variável), “Consumidores Livres”², “Leilões de Energia”³. Houve o aumento da fiscalização e das penalizações sobre as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Para as empresas transmissoras de energia elétrica, cuja receita depende da disponibilidade de seus equipamentos ou instalações, as penalidades pela indisponibilidade são muitas vezes superiores à receita dos próprios equipamentos ou instalação em condições normais de operação [Ostermann-06].

No contexto acima, o transformador de potência, objeto da metodologia proposta nesta dissertação, é considerado um dos equipamentos mais importantes nas instalações e interligações dos circuitos de diferentes níveis de tensões dos sistemas elétricos. Basicamente, por indução eletromagnética, tal equipamento transforma tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos, permitindo a interligação de sistemas elétricos de vários níveis e tensões e possibilitando a transmissão de energia a longas distâncias com perdas reduzidas [Yakov-95].

¹ Parcela Variável (PV) – É um desconto aplicado sobre a Receita Anual Permitida (RAP) de um equipamento e/ou instalação de transmissão de energia elétrica proporcional ao tempo de indisponibilidade do mesmo [Aquino-10].

² Consumidor livre – É aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei número 9.074, de 7 de julho de 1995 Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004 (Diário Oficial, de 30 jul. 2004, seção 1, p.1). Fábricas, *shoppings* e indústrias que estão enquadrados nesta categoria podem hoje escolher de quem comprar energia [CCEE-10].

³ Leilões de Energia – A venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras [CCEE-10].

Vários são os fatores que contribuem para tornar o transformador de potência um elemento importante nos sistemas de transmissão de alta e extra-alta tensão, exigindo especial atenção por parte das empresas. A referência [Medina-03] organiza tais fatores da seguinte maneira:

- Elevado custo de investimento: É o equipamento de maior valor em uma subestação elevadora ou de transmissão e um dos mais caros em uma usina.
- Prazo de aquisição longo: Em função das características especiais de cada sistema e dos processos de fabricação envolvidos, o transformador não é um equipamento disponível comercialmente em curto prazo, ou seja, não constitui equipamento de “prateleira”.
- Impossibilidade de transportá-lo montado: Devido ao peso e às dimensões elevadas, bem como à fragilidade de alguns componentes, os transformadores de alta e extra-alta tensão não podem ser transportados montados para subestação, em condições prontas para operar.
- Elevado tempo de montagem: As dificuldades e a necessidade de recursos logísticos de grande porte envolvidos na montagem de campo, além dos imprescindíveis trabalhos de tratamento do óleo, secagem e impregnação da isolamento sólida e homogeneização do óleo isolante, tornam o transformador o equipamento que leva mais tempo para ser montado, quando comparado com outros equipamentos de pátio de subestação.

Os aspectos citados acima denotam a complexidade do problema de se disponibilizar um transformador de grande porte para a operação, quer pelo elevado custo envolvido, pela logística necessária ou ainda pelo longo tempo normalmente necessário para reparar a unidade, em caso de falha ou defeito grave.

Essas dificuldades poderão ter repercussões bem maiores, além das citadas, em caso de sistemas radiais operando com um único transformador ou

mesmo em sistemas não-radiais sem reserva de potência de transformação disponível. Nestes casos, é grande a possibilidade de haver corte de carga, prejudicando diretamente os consumidores. Pelo lado da concessionária, esta ficará com os seus índices de qualidade de fornecimento de energia afetados, prejudicando a imagem da empresa junto à sociedade, além de somar prejuízos causados pela perda de receita por aplicação do desconto da PV [Aquino-10], multa contratual e redução do faturamento durante a interrupção de energia elétrica. Vale destacar que falhas em transformadores têm sido responsáveis por redução da confiabilidade e grandes blecautes no sistema elétrico brasileiro [Medina-03].

As falhas de grande porte, chamadas de catastróficas, normalmente envolvendo a parte ativa do transformador, em muitos casos, podem vir seguidas de explosões e incêndios, colocando em risco vidas humanas. Podem provocar também avarias em outros equipamentos próximos à unidade sinistrada e grandes prejuízos ao meio ambiente, por vazamento de óleo mineral isolante, contaminando o solo.

Diante do exposto acima, visando contribuir para a área, neste trabalho de mestrado foi desenvolvida uma Metodologia de Gerenciamento da Condição Operativa e da Vida Útil de Transformadores de Potência.

De forma mais específica, pode-se identificar o **objetivo central** da dissertação como sendo a “definição e obtenção de uma Matriz de Criticidade dos Riscos dos transformadores de potência, considerando aspectos da frequência de falhas e impacto das conseqüências financeiras (tempo e custo), operacionais, saúde, segurança e meio ambiente, e definição de uma Matriz de Resposta aos Riscos dos Transformadores com foco na proposta de monitoramento e controle dos mesmos”.

Para cumprir seu objetivo, este texto encontra-se estruturado em seis capítulos e um anexo. Neste capítulo introdutório, procurou-se denotar a importância do transformador de potência e os fatores que contribuem para torná-lo um dos principais equipamentos nas instalações.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão sobre a evolução da engenharia de manutenção industrial no Brasil, destacando as definições relevantes para a metodologia proposta, tais como a de falhas e a de taxa de falhas.

O capítulo 3 trata do tema gerência de riscos, incluindo as técnicas para sua identificação. A metodologia proposta utiliza algumas destas técnicas.

No capítulo 4 é descrita a metodologia proposta para a identificação dos riscos e são definidas as criticidades e a resposta aos riscos, com foco na proposta de monitoramento e controle dos transformadores de potência.

No capítulo 5 são apresentados os resultados da aplicação da metodologia abordada no capítulo 4, para um conjunto de 20 transformadores de uma concessionária de energia elétrica, onde são detalhadas ações propostas para melhoria na operação e manutenção dos transformadores.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e as propostas de continuidade do trabalho, incluindo propostas para novas pesquisas que poderão permitir o aprimoramento da metodologia desenvolvida.

As referências bibliográficas utilizadas para a elaboração do texto estão indicadas ao final do mesmo, seguidas de um anexo que ilustra aspectos dos Transformadores de Potência como, por exemplo, seus componentes básicos.

2 MANUTENÇÃO E FALHAS - REVISÃO DOS PRINCIPAIS CONCEITOS

Este capítulo apresenta uma revisão dos principais conceitos básicos relacionados à atividade de manutenção de equipamentos, indicando as definições presentes na literatura sobre falha e taxa de falha de transformadores.

2.1 Considerações Iniciais

No Brasil, a partir da década de 70, algumas empresas começaram a montar bancos de dados sobre falhas em transformadores de potência de alta tensão e extra-alta tensão, com o objetivo de calcular índices de desempenho. O interesse pela confiabilidade de transformadores foi acelerado a partir de 1983 com a publicação pelo CIGRÉ (*International Council on Large Electric Systems*) de uma pesquisa internacional sobre falhas em grandes transformadores de potência em operação [Dietrich-83]. Esta pesquisa possibilitou uma comparação entre várias empresas de diversos países, além de ser considerada uma das principais referências, em nível mundial, para publicações envolvendo falhas em transformadores. Destaca-se a importância da pesquisa do CIGRÉ como marco, mesmo com a falta de representatividade de países ausentes como Brasil e a África do Sul.

Outra fonte importante de referência utilizada no Brasil para a comparação das taxas de falhas são os Relatórios Técnicos da CDE (Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações) do GCOI (Grupo Coordenador Para Operação Interligada) [CDE-CG-96] que apresentam uma análise dos índices de desempenho dos transformadores das principais empresas do sistema elétrico brasileiro. Os resultados desta pesquisa foram particularmente

importantes no que tange à análise das causas fundamental e secundária das falhas, tendo em vista as especificações técnicas de aquisição de transformadores das diversas empresas brasileiras serem bastante similares (utilizam as normas da ABNT como referência), fato que não ocorre em relação à pesquisa do Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica [CIGRÉ-Brasil].

Este capítulo está estruturado em dois temas principais: falhas e manutenção. Tais temas são abordados nos próximos itens e considerados fundamentais para subsidiar o entendimento da metodologia proposta.

2.2 Falhas – Definições

Existe, atualmente, grande dificuldade para obtenção dos dados estatísticos sobre falhas. Estas dificuldades vão desde a conceituação, interpretação da definição e da caracterização da falha em cada empresa concessionária, fabricante ou organização até o recebimento dos dados das falhas ocorridas nas empresas concessionárias e fabricantes do mundo inteiro, tendo em vista o receio das empresas em eventuais repercussões negativas na imagem e até possíveis desvalorizações das ações nas bolsas de valores.

2.2.1 Definições de Falha

Neste item são apresentadas as definições sobre as falhas utilizadas por organizações no Brasil e no mundo. É importante ressaltar que tais definições podem eventualmente causar distorções na caracterização e na quantificação das falhas, e, portanto, devem ser consideradas quando os valores de taxa de falha entre pesquisas de origens diferentes forem comparados:

a) na pesquisa internacional realizada pelo CIGRÉ [Dietrich-83], a falha foi definida como sendo: *“a perda de desempenho de uma função requerida pelo transformador, de modo que o equipamento deva ser retirado de operação para ser reparado”*;

b) no guia do IEEE para investigação de falha [Fujita-98], esta é definida como: “*término da capacidade de um transformador desempenhar a função requerida*”;

c) a AFNOR (Associação Francesa de Normalização) [Monchy-89] define a falha da seguinte forma: “*alteração ou cessão da capacidade de um bem realizar a função requisitada*”;

d) no Brasil, a CDE/GCOI [CDE-CG-96] define a falha como sendo: “*término da condição (habilidade) ou a impossibilidade de uma unidade para desempenhar sua função requerida. O aparecimento de uma falha leva a unidade, invariavelmente, ao estado indisponível*”.

2.2.2 Taxa de Falhas

Taxa de Falhas é o número de falhas por unidade de tempo. A figura 2.1 mostra o crescimento das falhas em transformadores no Brasil observado ao longo dos anos de 93 a 96, retratando um indesejável crescimento [Medina-03].

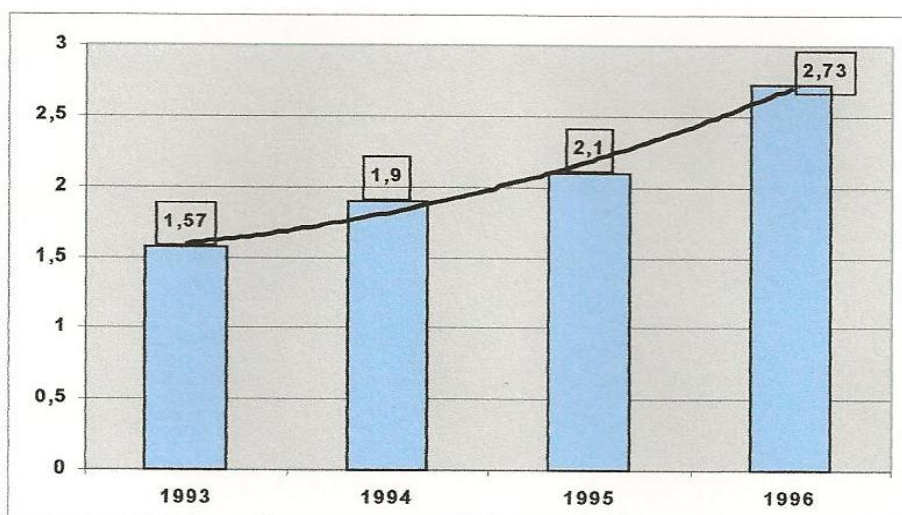


Figura 2.1 - Taxa de Falhas em Transformadores no Brasil [CDE-CG-96]

A curva mostrada na figura 2.2 apresenta a característica típica da vida de um produto, equipamento ou sistema. Ela é também conhecida pelo seu formato como “curva da banheira”. Esta é válida para uma série de componentes elétricos, mecânicos ou sistemas, sendo determinada a partir de estudos estatísticos [Almeida-06].

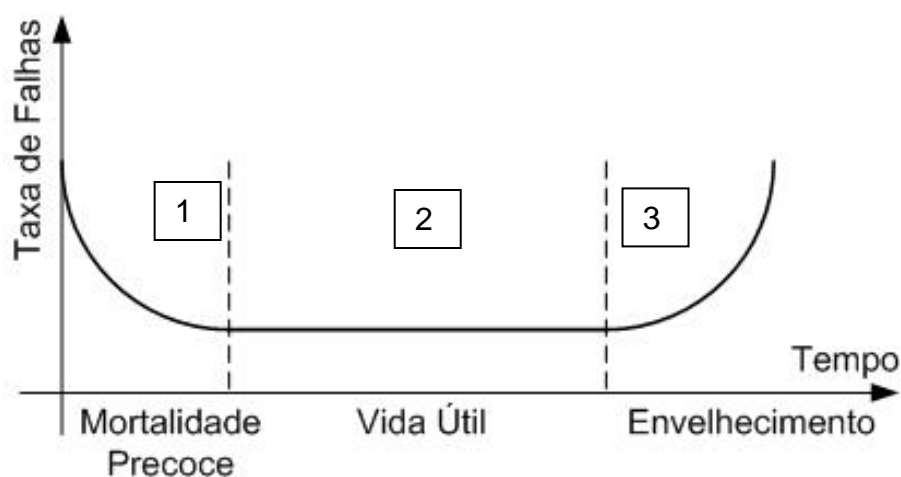


Figura 2.2 - Curva da Taxa de Falha no Tempo [Almeida-06]

Região 1: Mortalidade Precoce (Juventude): representa a influência das inadequações de projeto, erros de fabricação, problemas ocorridos durante as fases de transporte e de montagem. Nesta região, a taxa de falha decresce em função do tempo ou da idade.

Região 2: Vida Útil (Maturidade): esta região é caracterizada por uma taxa de falha constante. Durante a vida útil dos componentes, a taxa de falha instantânea mantém-se constante com o tempo. Nesta região, as falhas ocorrem puramente ao acaso (aleatórias), sendo a única fase na qual a distribuição exponencial é válida, ou seja, como a taxa de falha é constante, as falhas se distribuem exponencialmente ao longo do tempo. Isto é particularmente verdadeiro para componentes de sistemas eletrônicos e sistemas elétricos.

Região 3: Envelhecimento (Obsolescência): representa a fase de fadiga e é caracterizada por um rápido crescimento da taxa de falha com o tempo. É muito comum encontrar desgastes mecânicos, fadiga, envelhecimento, erosão ou corrosão. Quando a taxa de falha atinge patamar muito elevado, o componente ou o sistema deverá ser analisado por critérios técnico-econômicos no que tange a sua permanência em operação. Em alguns casos, é indicada a retirada de operação do componente ou do sistema, para ser submetido a um processo de revitalização e de reconstituição da confiabilidade.

2.3 Manutenção

O tema manutenção é de extrema relevância para a definição das frequências de falhas, impactos, conseqüências, criticidade e riscos das mesmas que constituem a base de desenvolvimento da metodologia aqui proposta. Sendo assim, nos próximos itens estão descritos a evolução da manutenção industrial e os tipos de manutenção. Uma referência básica para este assunto é o livro [Pinto e Xavier-09].

2.3.1 Evolução Histórica da Manutenção

Em uma linha de tempo, a partir de 1930, a evolução da manutenção pode ser dividida em quatro gerações (figura 2.3).

- **Primeira Geração** – Indústria pouco mecanizada, equipamentos simples, na grande maioria superdimensionados; a produtividade não era prioridade e a manutenção não era sistematizada. O tipo de manutenção utilizado era fundamentalmente a “Manutenção Corretiva”.
 - **Segunda Geração** – A partir da década de 50, ocorreu forte aumento da mecanização e da complexidade das instalações industriais; surge a necessidade de maior produtividade e de maior disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos e instalações. As falhas poderiam e
-

deveriam ser evitadas, o que resultou no conceito de “Manutenção Preventiva” onde a manutenção era executada a intervalos fixos e regulares. Ocorre uma elevação dos custos de manutenção em relação aos custos operacionais, surgindo os sistemas de planejamento e controle da manutenção. Inicia a preocupação com a vida útil dos itens físicos.

- **Terceira Geração** – A partir da década de 70, acentuou-se a preocupação com as paralisações da produção que reduzem a capacidade produtiva, aumentam os custos e afetam a qualidade dos produtos ou serviços. O crescimento da automação e da mecanização indicava que confiabilidade e disponibilidade eram fundamentais nos diversos segmentos industriais. Cresce a necessidade em manter os padrões de qualidade estabelecidos, relacionados a segurança e meio ambiente. Reforçou-se o conceito de “Manutenção Preditiva”, onde passam a haver a necessidade de interação entre as fases de projeto, instalação, operação e manutenção. O conceito de confiabilidade começa a ser cada vez mais aplicado pela Engenharia de Manutenção. O avanço da informática permitiu a utilização de computadores mais velozes e desenvolvimento de *softwares* para a manutenção. O processo de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) ou *Reliability Centred Maintenance* (RCM) apoiados nos estudos de confiabilidades da indústria aeronáutica se inicia no Brasil na década de 90.
 - **Quarta Geração** – A partir da década de 90, acentuou-se a preocupação com a disponibilidade, que é uma das medidas de performance mais importantes da manutenção, senão a mais importante. A consolidação das atividades de Engenharia de Manutenção, dentro da estrutura organizacional da Manutenção, tem na garantia da Disponibilidade, da Confiabilidade e da Manutenibilidade as três maiores justificativas de sua existência. Para reduzir as intervenções em equipamentos e plantas, as práticas de manutenção preditiva e monitoramento da condição de equipamentos e processos [Lopes-07] e [Martins-07] são cada vez mais utilizados. Conseqüentemente, as manutenções preventivas e corretivas não planejadas são cada vez mais minimizadas.
-

Vale aqui registrar o texto escrito por [Pinto e Xavier-09]:

“Novos projetos devem privilegiar os aspectos de confiabilidade, disponibilidade e Custo do Ciclo de Vida da instalação. A sistemática adotada pelas empresas de Classe Mundial privilegia a interação entre as áreas de engenharia, manutenção e operação como fator de garantia dessas metas. O resultado de um bom projeto está associado a produtos com qualidade desejada”.

MANUTENÇÃO E FALHAS								
EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO								
Ano	Primeira Geração	Segunda Geração	Terceira Geração	Quarta Geração				
	1940	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010
Aumento das expectativas em relação à Manutenção	. Conserto após a falha	. Necessidade de disponibilidade crescente . Maior vida útil do equipamento	. Aumenta a disponibilidade . Melhor relação custo-benefício . Preservação do meio ambiente	. Maior disponibilidade e confiabilidade . Preservação do meio ambiente . Maior Segurança . Influência nos resultados e gerência dos ativos				
Visão quanto à falha do equipamento	. Todos os equipamentos se desgastam com a idade e, por isso, falham	. Todos os equipamentos se comportam de acordo com a curva da banheira	. O conceito de confiabilidade começa a ser aplicado - MCC (Manutenção Centrada na Confiabilidade)	. Consolidação da MCC e da Engenharia de Manutenção				
Mudança nas técnicas de Manutenção	. Habilidades voltadas para o reparo Manutenção Corretiva	. Planejamento manual da manutenção . Computadores grandes e lentos . Manutenção Preventiva (por tempo)	. Monitoramento da condição. Manutenção Preditiva . Análise de risco . Computadores pequenos e rápidos . Softwares potentes . Grupos de trabalho multidisciplinares . Projetos voltados para confiabilidade . Contratação por mão de obra e serviços	. Maior confiabilidade . Maior disponibilidade . Preservação do meio ambiente . Segurança . Influir nos resultados . Gerenciar os ativos				

Figura 2.3 - Evolução da Manutenção [Pinto e Xavier-09]

Identificada a evolução das gerações de manutenção, o próximo item caracteriza os seus tipos, de forma mais detalhada.

2.3.2 Tipos de Manutenção

O conceito predominante até pouco tempo era de que a Missão da Manutenção era restabelecer as condições originais dos equipamentos e sistemas. O conceito moderno é de que a Missão da Manutenção deve *garantir a disponibilidade das funções dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção ou de serviço, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados.*

Diante da evolução vista no item anterior, atualmente são caracterizados os quatro tipos básicos de manutenção descritos a seguir.

2.3.2.1 Manutenção Corretiva

A Manutenção Corretiva é a atuação para a correção da falha ou do desempenho menor que o esperado. Sua ação principal é corrigir ou restaurar e pode ser dividida em duas classes:

- Manutenção Corretiva não Planejada: correção da falha de maneira aleatória.

A figura 2.4 representa, de forma ilustrativa, o desempenho ao longo do tempo de um determinado equipamento ou sistema submetido às manutenções corretivas não planejadas. No período de tempo ($t_0 - t_1$), o equipamento encontra-se em funcionamento. Em t_1 , ocorre uma falha no equipamento. No período ($t_1 - t_2$) será necessária uma manutenção corretiva não programada. O equipamento passará a funcionar no período ($t_2 - t_3$).

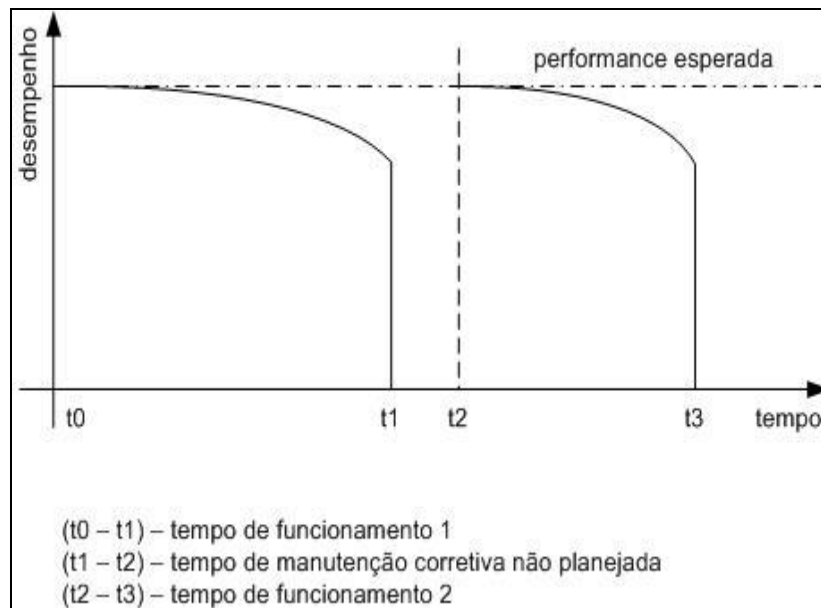


Figura 2.4 - Manutenção Corretiva não Planejada [Pinto e Xavier-09]

- **Manutenção Corretiva Planejada:** correção do desempenho menor do que o esperado ou da falha, por decisão gerencial, isto é, pela atuação em função do acompanhamento preditivo ou pela decisão de operar até a falha; é função da qualidade de informações fornecidas pelo acompanhamento preditivo do equipamento.

A manutenção executada de forma planejada tem um custo menor e é realizada de forma mais rápida e segura em relação a uma manutenção de forma não planejada.

2.3.2.2 *Manutenção Preventiva*

A Manutenção Preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos de tempo. A ação principal neste tipo de manutenção é prevenir. Em função das dificuldades de definir corretamente estes intervalos, podem ocorrer duas situações:

1. Ocorrência de falhas antes de se completar o período estimado pelo mantenedor para a intervenção;
2. Abertura do equipamento/reposição de componente prematuramente.

A figura 2.5 representa, de forma ilustrativa, o desempenho de um determinado equipamento, ou sistema, ao longo do tempo, submetido a um programa de manutenção preventiva em $(t1 - t2)$ e $(t3 - t4)$. Pode ser observada a necessidade de realização de uma manutenção corretiva não planejada em $(t5 - t6)$.

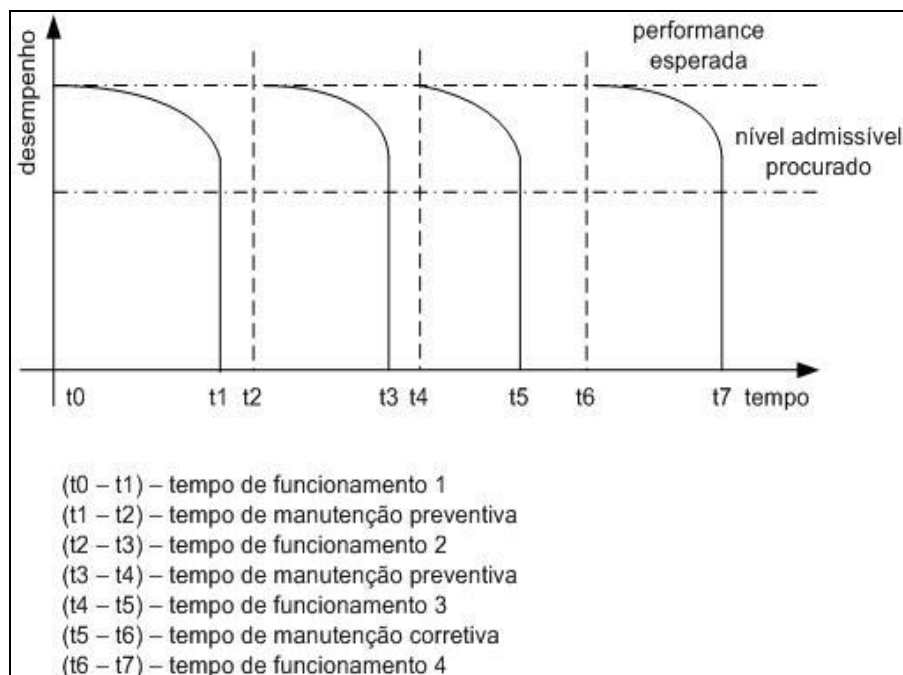


Figura 2.5 - Manutenção Preventiva [Pinto e Xavier-09]

2.3.2.3 Manutenção Preditiva

A Manutenção Preditiva é a atuação realizada com base em modificações de parâmetro de condição ou desempenho, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática. A ação principal é predizer. Este tipo de manutenção é a primeira grande quebra de paradigma na manutenção e tanto mais se intensifica quanto mais o conhecimento tecnológico desenvolve equipamentos que permitam a avaliação confiável das instalações e sistemas operacionais em funcionamento.

São condições básicas para a adoção da Manutenção Preditiva em um equipamento, sistema ou instalação:

- Permitir algum tipo de monitoramento/medição;

- Merecer este tipo de ação (relação custo x benefício);
- Permitir acompanhamento, análise e diagnóstico sistematizado.

A figura 2.6 representa, de forma ilustrativa, o desempenho de um equipamento ou sistema ao longo do tempo, submetido a um programa de manutenção preditiva, com intervenção de manutenção corretiva planejada no período (t1 – t2), baseada no acompanhamento preditivo do equipamento ou sistema.

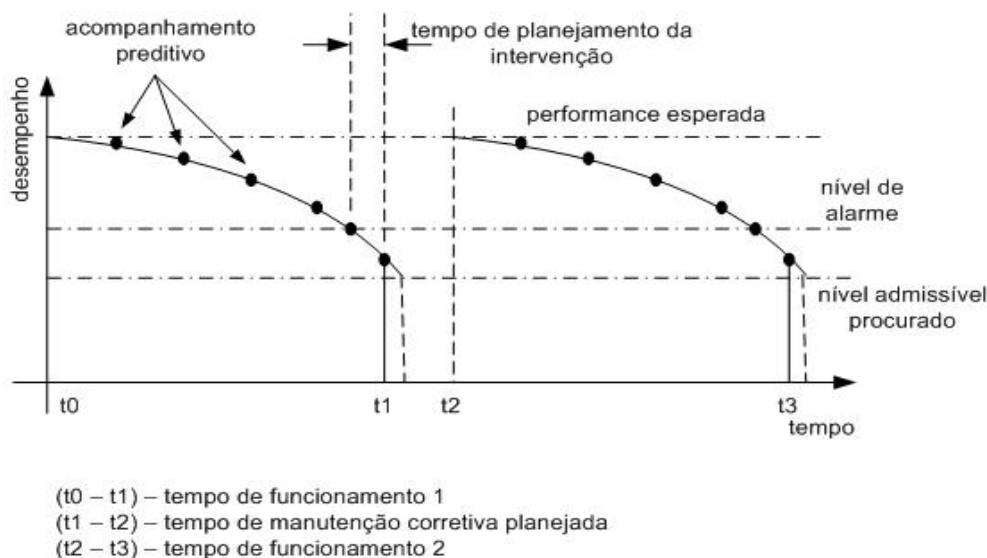


Figura 2.6 - Manutenção Preditiva [Pinto e Xavier-09]

2.3.2.4 Manutenção Detectiva

A Manutenção Detectiva é a atuação efetuada em sistemas de proteção buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção. A ação principal neste caso é detectar. Como exemplo simples e objetivo, são possíveis citar o botão de teste de lâmpadas de sinalização e alarme em painéis.

A identificação de falhas ocultas é primordial para garantir a confiabilidade. Em sistemas complexos, essas ações só devem ser levadas a efeito por pessoal da área de manutenção, com treinamento e habilitação para tal, assessorado pelo pessoal de operação.

2.3.3 Comentários Finais

Do exposto neste capítulo, verifica-se que as atividades de manutenção encontram-se em contínua evolução. Na realidade, tal atividade cresce em importância, caracterizando uma nova prática, a da **Engenharia de Manutenção**.

Praticar Engenharia de Manutenção significa uma mudança cultural, é deixar de ficar consertando continuamente, para procurar as causas básicas, modificar situações permanentes de mau desempenho, deixar de conviver com problemas crônicos, melhorar padrões e sistemáticas, desenvolver a manutenibilidade, dar retorno ao projeto, interferir tecnicamente nas compras aprimorando as especificações e controles, ou seja, “Não basta ter uma boa manutenção do equipamento ou sistema, mas sim, ter equipamentos e sistemas que tenham a disponibilidade de que a empresa necessita para atender o mercado, atender o cliente, razão de ser da existência da empresa de manutenção” [Pinto e Xavier-09].

Os principais tipos de manutenção podem ser utilizados de acordo com a política de manutenção da organização. A figura 2.7 possibilita visualizar os tipos de manutenção abordados anteriormente e a inserção da Engenharia de Manutenção.

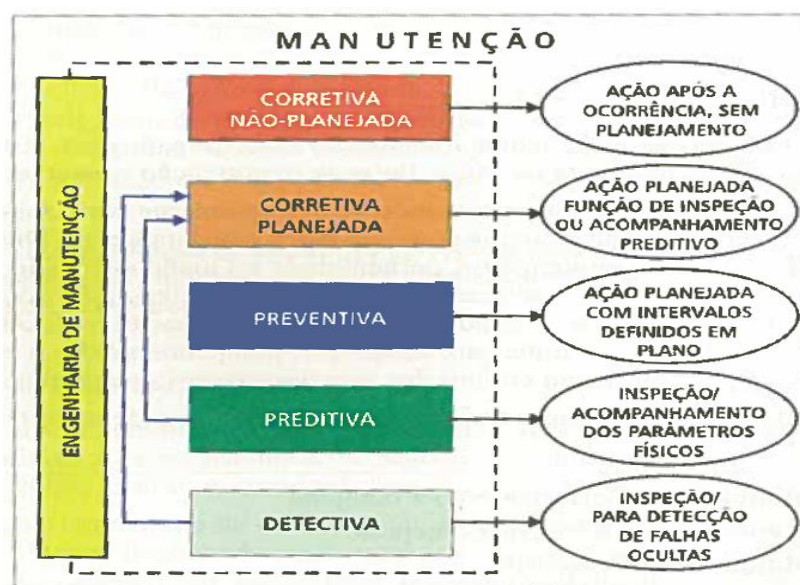


Figura 2.7 - Tipos de Manutenção [Pinto e Xavier-09]

Vale comentar que, para alguns setores, a literatura cita as chamadas Manutenção Centrada na Qualidade (RCM - *Reliability Centred Maintenance*), Manutenção Produtiva Total (TPM - *Total Productive Maintenance*) e Manutenção de Classe Mundial. Estas correspondem a evoluções dos tipos de manutenção abordados neste capítulo e indicam quebras de paradigmas. Entretanto, até o momento, estão sendo adotadas em situações mais particulares.

Concluindo a revisão sobre o tema manutenção, a figura 2.8 apresenta a relação entre os tipos de manutenção, com a melhora nos resultados obtidos, tais como disponibilidade, confiabilidade, atendimento e segurança. À medida que as melhores técnicas de manutenção vão sendo inseridas, melhores são os resultados. Convém notar que entre a Manutenção Corretiva e a Preventiva ocorre uma melhoria contínua, mas discreta, não variando a inclinação da reta. Entretanto, quando se muda de Preventiva para Preditiva, ocorre um salto positivo nos resultados em função da quebra do primeiro paradigma. Salto ainda mais significativo ocorre quando se adota a Engenharia de Manutenção.

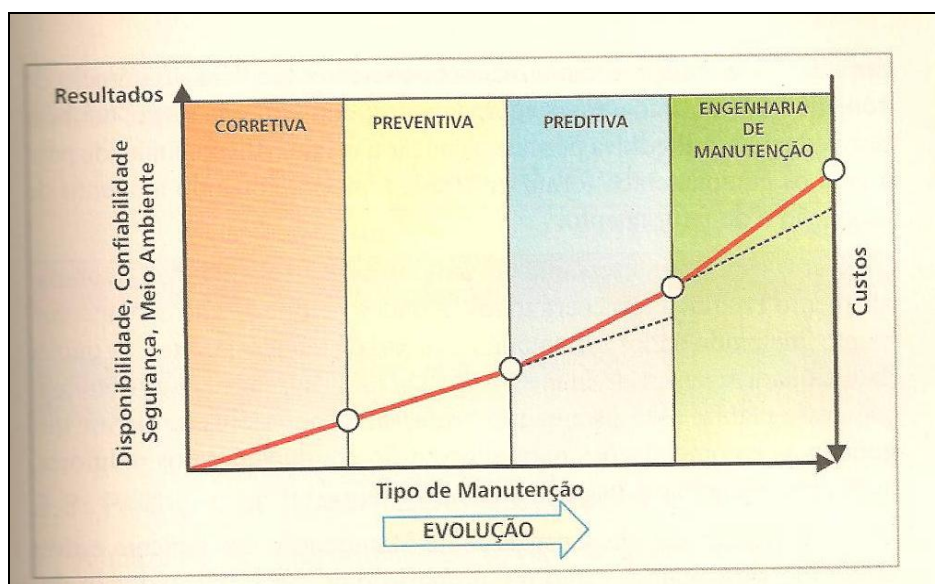


Figura 2.8 - Mudança de Paradigma na Manutenção [Pinto e Xavier-09]

3 GERÊNCIA DE RISCOS E TÉCNICAS DE IDENTIFICAÇÃO

Este capítulo apresenta uma revisão sobre o que vem a ser risco e quais as técnicas de gerência de risco que vêm sendo desenvolvidas e utilizadas principalmente em gerências de projetos. Seu objetivo é identificar as técnicas que são utilizadas na metodologia proposta na dissertação.

3.1 Introdução

As estratégias de Gerência de Riscos e Técnicas de Identificação têm sido adotadas em diversos setores [PMI, Guia PMBOK-08]. Os estudos acerca deste tema, aliados à experiência na manutenção de equipamentos, principalmente os transformadores, motivaram a busca pelo desenvolvimento de uma metodologia que integrasse os conhecimentos destas duas áreas: sistema elétrico de potência e análise de riscos.

Apesar da literatura apresentar várias técnicas de identificação de risco, mostrou-se importante identificar aquelas que melhor se aplicassem à manutenção e gerenciamento de transformadores.

Neste capítulo, os principais conceitos envolvidos nas técnicas de gerência de risco são apresentados, sendo identificadas aquelas adotadas pela metodologia proposta na dissertação.

3.2 Definições Usuais sobre Riscos

Para gerenciar os riscos de um projeto é necessário entender o que é risco e como abordá-lo nas fases do projeto, desde a inicialização até o encerramento do mesmo. A literatura apresenta as seguintes definições:

- “Possibilidade de perigo, perda ou prejuízo” (Aurélio [Costa-09]);
- “Medida de probabilidade e severidade de efeitos”(Lawrence [Costa-09]);
- “Possibilidade de perda ou ganho” (Pfleeger [Costa-09]);
- “Probabilidade de um projeto não atingir os objetivos de custo, desempenho, cronograma e as conseqüências de não atingir este objetivo” (Conrow e Shishido [Costa-09]);
- “Evento ou condição incerta que, se ocorrer, provocará um efeito positivo ou negativo nos objetivos de um projeto” [PMI, Guia PMBOK-08]. Neste Guia a definição é aplicável tecnicamente sob a ótica do gerenciamento de riscos em projetos. Esta definição é uma importante quebra de paradigma, quando aborda riscos de efeitos negativos e positivos.

Para ilustrar o que normalmente acontece com os projetos, e alinhada com o conceito definido pelo *Project Management Institute* (PMI), tem-se a figura 3.1 preparada pela Fundação Getúlio Vargas [FGV-09].

Nesta dissertação, é utilizada a definição adotada pelo PMI.

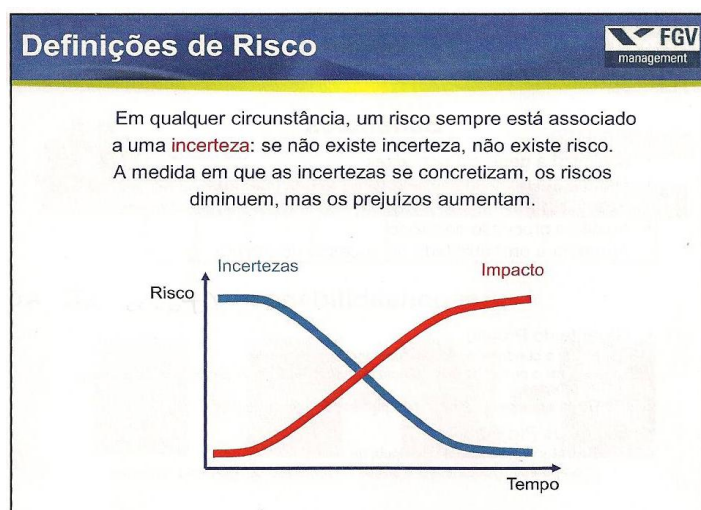


Figura 3.1 - Risco e Tempo [FGV-09]

3.3 Gerência de Riscos

Segundo o PMI “O Gerenciamento dos riscos de um projeto inclui os processos de planejamento, identificação, análise, planejamento de respostas, monitoramento e controle de riscos do mesmo”.

“Os objetivos do gerenciamento dos riscos são aumentar a probabilidade e o impacto dos eventos positivos e reduzir a probabilidade e o impacto dos eventos negativos no projeto”. Os conceitos e definições nos próximos itens estão baseados no [PMI, Guia PMBOK -08]:

- Realizar a Análise Qualitativa dos Riscos: processo de priorização dos riscos para análise ou ação adicional através da avaliação e combinação de sua probabilidade de ocorrência e impacto.
- Realizar a Análise Quantitativa dos Riscos: processo de analisar numericamente o efeito dos riscos identificados, nos objetivos gerais do projeto.
- Planejar as Respostas aos Riscos: processo de desenvolvimento de opções e ações para aumentar as oportunidades e reduzir as ameaças aos objetivos do projeto.
- Monitorar e Controlar os Riscos: processo de implementação de plano de respostas e acompanhamento dos riscos identificados, monitoramento dos mesmos, identificação de novos riscos e avaliação da eficácia dos processos de tratamento dos riscos durante todo o projeto.

A figura 3.2 ilustra o processo. São identificadas as fases de um projeto, relacionando recursos e tempo de realização do mesmo. Na fase inicial, são realizadas as atividades de planejamento, identificação, análise e resposta. As “demais fases” correspondem à execução do projeto e a fase final ao encerramento do mesmo. O termo “*go-no-go*” refere-se à decisão sobre continuar ou não o projeto/proposta, tendo em vista os riscos associados.

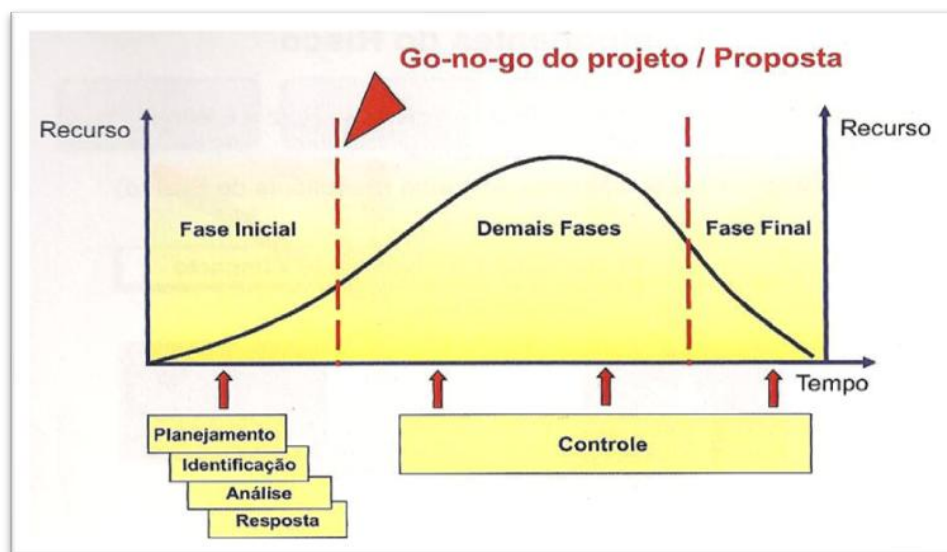


Figura 3.2 - Interação entre os Processos de um Projeto [FGV-09]

O risco de um projeto é sempre futuro. O risco é um evento ou uma condição incerta que, se ocorrer, tem um efeito em pelo menos um objetivo do projeto. Os objetivos podem incluir escopo, cronograma, custo e qualidade. Um risco pode ter uma ou mais causas e, se ocorrer, pode ter um ou mais impactos. A causa pode ser um requisito, uma premissa, uma restrição ou uma condição que crie a possibilidade de resultados negativos ou positivos.

Na fase de planejamento, os riscos devem ser identificados e categorizados por qualidade e quantidade. Em seguida, deve haver um planejamento de como lidar com eles, considerando quais riscos deverão ser tratados, se são aceitáveis para o projeto e como serão tratados, podendo ser mitigados, transferidos, evitados ou aceitos. No decorrer do projeto, os riscos deverão ser monitorados e, em caso de ocorrência, ter as medidas planejadas executadas. Desta forma, o risco do projeto é mapeado e planejado, tornando o risco geral do projeto muito inferior.

3.4 Técnicas de Identificação de Riscos

Dentre as técnicas de identificação de riscos mundialmente utilizadas em projetos, encontram-se as definidas pelo *Project Management Institute* [PMI, Guia PMBOK-08]:

- Técnicas de Coleta de Informações;
- Análise de Listas de Verificação;
- Análise de Premissas;
- Técnicas de Diagramas;
- Análise SWOT ou FOFA.

3.4.1 Técnicas de Coleta de Informações

É possível fazer uma revisão estruturada da documentação do projeto, incluindo planos, premissas, arquivos de projetos anteriores, contratos e outras informações. A qualidade dos planos, bem como a consistência entre estes planos e os requisitos e as premissas do projeto podem ser indicadores de riscos no projeto. Dentre as técnicas de coleta de informações para identificação de riscos tem-se:

- **Brainstorming:** técnica usada para gerar e coletar múltiplas idéias relacionadas aos requisitos do projeto ou produto. A equipe do projeto realiza um *brainstorming*, em geral, com um conjunto multidisciplinar de especialistas que não fazem parte da equipe. As idéias sobre o risco do projeto são geradas sob a liderança de um facilitador, seja em uma sessão tradicional de *brainstorming* de forma livre (com idéias fornecidas pelos participantes) ou estruturada (usando técnicas de entrevista em grupo, como a técnica de grupos nominais). Os riscos são então identificados e categorizados de acordo com o tipo e suas definições são detalhadas.
 - **Técnica Delphi:** é uma maneira de se obter um consenso de especialistas. Os especialistas em riscos do projeto participam
-

anonimamente nesta técnica. O facilitador usa um questionário para solicitar idéias sobre riscos importantes do projeto. As respostas são resumidas e redistribuídas aos especialistas para comentários adicionais. O consenso pode ser alcançado após algumas rodadas deste processo. Esta técnica ajuda a reduzir a parcialidade nos dados e evita que alguém possa influenciar indevidamente o resultado.

- **Entrevistas:** entrevistar participantes experientes do projeto, partes interessadas e especialistas no assunto pode identificar riscos.
- **Análise da Causa Raiz:** técnica específica para identificar um problema, descobrir as causas subjacentes que levaram a ele e desenvolver ações preventivas.

3.4.2 Análise de Listas de Verificação

É possível desenvolver listas de verificação para identificação de riscos com base nas informações históricas e no conhecimento que foi acumulado a partir de projetos anteriores semelhantes e outras fontes de informações. O nível mais baixo da EAR (Estrutura Analítica do Risco) também pode ser usado como uma lista de verificação de riscos. Embora a lista de verificação possa ser rápida e simples, é impossível criar uma lista completa. A equipe deve se certificar de explorar os itens que não aparecem na lista de verificação. Esta lista deve ser revisada durante o encerramento do projeto para incorporar as novas lições aprendidas e ser aprimorada para uso em projetos futuros.

3.4.3 Análise das Premissas

Todos os projetos e todos os riscos identificados do projeto são concebidos e desenvolvidos com base em um conjunto de hipóteses, cenários ou premissas. A análise das premissas explora a validade das mesmas em relação ao projeto. Ela identifica os riscos do projeto decorrentes do caráter inexato, instável, inconsistente ou incompleto das premissas.

3.4.4 Técnicas de Diagramas

As técnicas de diagramas de riscos podem incluir:

- **Diagramas de Causa e Efeito:** também são conhecidos como diagramas de Ishikawa ou de espinha de peixe e são úteis para identificar as causas dos riscos.
- **Diagramas do Sistema ou Fluxogramas:** demonstram como os vários elementos de um sistema se inter-relacionam e o mecanismo de causalidade.
- **Diagramas de Influência:** são representações gráficas de situações que mostram influências causais, ordem dos eventos no tempo e outras relações entre variáveis e resultados.

3.4.5 Análise SWOT ou FOFA

A análise SWOT ou FOFA que são as Forças, Oportunidades, Fraquezas e Ameaças é uma técnica que examina o projeto do ponto de vista de suas forças e fraquezas, oportunidades e ameaças, a fim de aumentar a abrangência dos riscos identificados, incluindo os riscos gerados internamente. A técnica começa com a identificação das forças e fraquezas da organização, enfatizando a organização do projeto ou o negócio mais amplo. Estes fatores geralmente são identificados por meio do *brainstorming*. Em seguida, a análise SWOT identifica as oportunidades do projeto resultantes das forças da organização, bem como as ameaças decorrentes das fraquezas. Esta análise também examina o grau em que as forças da organização compensam as ameaças e as oportunidades que podem superar as fraquezas.

3.4.6 Opinião Especializada

Os riscos podem ser identificados diretamente por especialistas com experiência relevante em projetos ou áreas de negócios semelhantes. Estes especialistas devem ser identificados pelo gerente do projeto e

convidados a considerar todos os aspectos do projeto, além de sugerir os riscos possíveis com base na sua experiência anterior e nas áreas de especialização. A parcialidade dos especialistas deve ser levada em consideração neste processo.

3.5 Análise dos Riscos

As avaliações de riscos identificados são realizadas por meio de análises qualitativa ou quantitativa.

3.5.1 Análise Qualitativa de Riscos

Realizar a análise qualitativa de riscos consiste no processo de priorização de riscos para análise ou ação adicional através da avaliação e combinação de sua probabilidade de ocorrência e impacto. As organizações podem aumentar a possibilidade de sucesso do projeto se concentrando nos riscos de alta prioridade.

A análise qualitativa avalia a prioridade dos riscos usando a sua relativa probabilidade ou plausibilidade de ocorrência, o impacto correspondente nos objetivos do projeto se os riscos ocorrerem, bem como outros fatores, como o intervalo de tempo para resposta e a tolerância a riscos da organização associada com as restrições de custo, cronograma, escopo e qualidade do projeto. Estas avaliações refletem a atitude da equipe do projeto e de outras partes interessadas em relação ao risco. Portanto, uma avaliação eficaz requer a identificação explícita e o gerenciamento das atitudes em relação ao risco dos principais participantes no processo de realizar a análise qualitativa de riscos. Caso estas atitudes em relação ao risco gerem parcialidade na avaliação dos riscos identificados, deve-se avaliá-las e corrigi-las com atenção.

O estabelecimento de definições dos níveis de probabilidade e impacto pode reduzir a influência de parcialidade. A criticalidade do tempo das ações

relativas aos riscos pode aumentar a importância do risco. Uma avaliação da qualidade das informações disponíveis sobre os riscos do projeto também ajuda a elucidar a avaliação da importância do risco para o mesmo.

A realização da análise qualitativa normalmente é um meio rápido e econômico de estabelecer as prioridades do processo de planejar as respostas aos riscos e define a base para a realização da análise quantitativa dos riscos, se necessária. O processo de análise qualitativa deve ser revisto durante o ciclo de vida do projeto para ficar em dia com as mudanças nos riscos do mesmo.

3.5.2 Análise Quantitativa de Riscos

Realizar a análise quantitativa de riscos consiste no processo de avaliar numericamente o efeito dos riscos identificados nos objetivos gerais do projeto. A análise quantitativa é realizada nos riscos que foram priorizados pela análise qualitativa como tendo impacto potencial e substancial nas demandas concorrentes do projeto. O processo de análise quantitativa avalia o efeito dos eventos de riscos e pode ser usada para atribuir uma classificação numérica aos riscos individualmente ou para avaliar o efeito agregado de todos os riscos que afetam o projeto. Também apresenta uma abordagem quantitativa para a tomada de decisões na presença de incertezas.

O processo de realizar a análise quantitativa de riscos geralmente segue o da análise qualitativa. Em alguns casos, realizar a análise quantitativa pode não ser necessário para desenvolver respostas eficazes a riscos. A disponibilidade de tempo e orçamento e a necessidade de declarações qualitativas ou quantitativas sobre os riscos e impactos vão determinar o (s) método (s) a ser (em) usado(s) em qualquer projeto específico.

O processo de realizar a análise quantitativa de riscos deve ser repetido depois de planejar as respostas aos riscos e também como parte do processo de monitorar e controlar os riscos, para determinar se o risco geral do projeto diminuiu satisfatoriamente. As tendências podem indicar a necessidade de um número maior ou menor de ações de gerenciamento dos riscos

3.5.3 Aplicação das Técnicas de Análise em Transformadores

A técnica de análise qualitativa é interessante e de fácil entendimento, porém, nem sempre é simples se obter o consenso. Já a técnica de análise quantitativa é mais laboriosa e requer mais tempo, porém se mostra mais direta e valiosa para a tomada de decisão.

Sendo assim, nesta dissertação, é aplicada a técnica qualitativa, por possuir características que representam de forma mais adequada as grandezas dos transformadores e seus componentes.

3.6 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, verifica-se que há diversas técnicas de identificação dos riscos que poderiam ser aplicadas aos sistemas elétricos de potência.

No que diz respeito aos riscos envolvendo transformadores e seus principais componentes, concluiu-se que as técnicas de identificação de risco mais adequadas seriam a Coleta de Informações e a Opinião especializada.

O embasamento conceitual introduzido nos capítulos 2 e 3 desta dissertação permitem que se descreva a proposta do trabalho, ou seja, uma Metodologia de Riscos Aplicada a Transformadores de Potência, sendo este o tema do próximo capítulo.

4 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE RISCOS APLICADA A TRANSFORMADORES

Neste capítulo é descrita a metodologia proposta na dissertação, para identificação dos riscos, definição das criticidades e resposta aos riscos, com foco na proposta de monitoramento e controle dos transformadores de potência.

4.1 Introdução

A partir de informações sobre os transformadores, aplicando técnicas adequadas de risco detalhadas no capítulo 3, a metodologia aqui descrita tem por objetivo identificar quais destes equipamentos estariam com maior predisposição a falhas.

Para melhor compreensão do procedimento adotado pela metodologia proposta, este capítulo parte da descrição da filosofia básica que a subsidia (visão global) e, posteriormente, detalha todo o processo de decisão implantado.

4.2 Processo de Decisão da Metodologia Proposta – Filosofia Básica

A metodologia se aplica por meio da utilização de três núcleos principais, assim definidos:

A. Núcleo A - Matriz de Identificação dos Riscos - Esta matriz é composta por cinco grupos de informações:

Grupo 1 - Identificação de cada Transformador: Informa dados relativos aos transformadores e o histórico de problemas relacionados aos componentes dos mesmos.

Grupo 2 - Estimativa da Freqüência de Falha de cada componente do Transformador (EFF): Indica, para os diversos componentes do transformador, a estimativa da freqüência de falha dos mesmos.

Grupo 3 - Impacto Total da Conseqüência (ITC): Indica para os diversos componentes do transformador os impactos previstos em decorrência das falhas.

Grupo 4 - Criticidade Total (CT): A partir dos resultados obtidos nos Grupos 2 e 3, é calculada a Criticidade Total, para cada componente do transformador.

Grupo 5 - Exposição ao Risco (ER): Com os resultados da Criticidade Total obtida no Grupo 4, é calculada em porcentagem a Exposição ao Risco para cada componente do transformador.

B. Núcleo B - Análise de Criticidade - Este núcleo trabalha com o chamado “Quadro de Fatores Relevantes”, o qual sintetiza informações contidas na matriz Núcleo A. A partir de tal quadro é gerada a “Matriz de Criticidade Total dos Transformadores”.

C. Núcleo C - Matriz de Resposta aos Riscos - A partir das informações, definições e cálculos elaborados nos Núcleos A e B é elaborada a Matriz de Resposta aos Riscos.

Além dos dados indicados nos núcleos acima, existem também, na Metodologia Proposta, quadros contendo informações sobre a escolha do histórico de problemas, descrição da provável causa e outras informações complementares.

4.3 Núcleo A – Matriz de Identificação dos Riscos

Na descrição dos grupos de informações apresentados neste item, cinco tabelas são utilizadas. Estas estão localizadas ao final do capítulo, para facilitar a compreensão dos grupos da matriz. A tabela 4.4 contém os diversos fatores considerados nas ponderações adotadas pela metodologia. As tabelas 4.5 a 4.8 referem-se à aplicação do processo a um transformador exemplo, e são referenciadas à medida que a descrição é realizada.

4.3.1 Grupo 1 – Identificação de cada Transformador

As informações que identificam os transformadores são: número de série, instalação, número de operação, fabricante, tensão, potência, ano de fabricação, tempo de operação, responsável, dentre outras, conforme ilustrado na tabela 4.5 para um transformador exemplo denominado A1.

O Grupo 1 inclui também o histórico de problemas relacionados aos seguintes componentes dos equipamentos: parte ativa (núcleo e enrolamentos), buchas, comutadores com e sem carga, sistema de resfriamento e acessórios (relés de gás, diferencial, válvulas, indicador de nível, fiação, etc.) [CIGRÉ-06]. As duas primeiras colunas da tabela 4.6 registram tais informações para o transformador exemplo.

4.3.2 Grupo 2 – Estimativa da Frequência de Falha do Transformador

Tendo como base o histórico de problemas em transformadores e sua provável causa, bem como a opinião dos especialistas, foi desenvolvida uma correlação entre componente, problema e causa. Por meio das técnicas abordadas no capítulo anterior sobre *Coleta de Informações e Opinião Especializada*, foram definidas as Estimativas de Frequências de Falha (**EFF**) dos componentes do transformador.

A EFF é calculada considerando duas ponderações atribuídas aos conjuntos que compõem o transformador: uma relacionada à relevância da falha em cada parte do equipamento e a outra relativa à expectativa da freqüência de falhas nestes componentes.

Com relação à relevância das falhas nos componentes, conforme indicado na tabela 4.4(a), os pesos variam de 0,3 a 1. Tais valores foram especificados com base na experiência e em ajustes da metodologia efetuados ao longo da dissertação. Quanto à estimativa da freqüência de falhas, como registrado na tabela 4.4(b), as categorias incluem as condições *muito baixa*, *baixa*, *média*, *alta* e *muito alta*. As categorias consideram os históricos de incidentes e as ponderações procuram retratar as diferenças.

A EFF é calculada por meio da multiplicação desses dois fatores. Desta forma, são levadas em consideração as especificidades dos componentes na estimativa da freqüência de falhas do transformador. As últimas colunas da tabela 4.6 mostram a EFF para os conjuntos que compõem o transformador exemplo A1.

4.3.3 Grupo 3 – Estratificação e Impacto Total da Conseqüência

Utilizando a mesma técnica de *Coleta de Informações e Opinião Especializada*, são definidos, para os diversos componentes do transformador, os impactos previstos em decorrência das falhas com respeito a: (i) impactos financeiros – tempos de reparo (TR) e custo de reparo (CR); (ii) impacto operacional (IO); (iii) impacto na saúde, segurança, meio ambiente (SSMA). A cada tipo de impacto, são atribuídas ponderações, de acordo com diferentes categorias.

As categorias do **TR** estão indicadas na tabela 4.4(c) e se caracterizam por tempos bem diferenciados, variando de *inferior a dois dias* a *superior a um ano*. Quanto ao **CR**, a tabela 4.4(f) mostra as categorias para custos que

variam de *inferior a R\$ 20.000,00 a superior a R\$ 2.000.000,00*. Isto mostra a importância de se considerarem tais fatores nas decisões gerenciais.

Já para os **IO**, as categorias procuram identificar as conseqüências da falha no fornecimento de energia, tanto nos aspectos de qualidade, quanto na abrangência dos desligamentos que podem ser por ela provocados – tabela 4.4(d).

As categorias dos **SSMA**, tabela 4.4(e), buscam diferenciar os danos resultantes da falha, no sentido mais próximo às pessoas, instalações e meio ambiente, trazendo uma visão diferenciada sobre o impacto dos problemas.

A tabela 4.7 apresenta a estratificação das conseqüências considerada para o transformador exemplo A1.

Determinados TR, CR, IO e SSMA, a cada um destes tipos de impacto é atribuído um peso para o cálculo do Impacto Total da Conseqüência (ITC) de cada componente do transformador. A proposta é diferenciá-los, uma vez que trazem informações sobre as falhas sob diferentes perspectivas. Os pesos são denominados α , β e δ e, neste trabalho, são considerados iguais a 3, 8 e 10, respectivamente.

O cálculo do **ITC** é realizado por meio da equação 4.1.

$$\text{ITC} = \text{TR} \cdot \alpha + \text{CR} \cdot \alpha + \text{IO} \cdot \beta + \text{SSMA} \cdot \delta \quad (4.1)$$

Os valores do ITC e da EFF para o transformador exemplo estão registrados na tabela 4.8, nas colunas 3 e 4.

4.3.4 Grupo 4 – Criticidade Total (CT)

A partir dos resultados obtidos nos Grupos 2 e 3, é calculada a Criticidade Total para cada componente do transformador, ou seja: parte ativa, buchas, comutadores com e sem carga, sistema de resfriamento e acessórios. A Criticidade Total é o produto de cada Impacto Total da Conseqüência pela

Estimativa da Frequência de Falha de cada componente do transformador, conforme equação 4.2.

$$CT = ITC * EFF \quad (4.2)$$

A tabela 4.8 (coluna 5) apresenta a CT para os componentes do transformador exemplo A1.

4.3.5 Grupo 5 – Exposição ao Risco (ER)

Com os resultados da Criticidade Total obtida no Grupo 4, é calculada em porcentagem a Exposição ao Risco para cada componente do transformador. Considerando no modelo proposto um ITC máximo de 120 e uma EFF máxima de 5, obtém-se a maior Criticidade Total possível de 600. Fixada então uma base de 600, é calculada a **ER** para cada componente, de acordo com a expressão 4.3.

$$ER = CT / 600 \quad (4.3)$$

A tabela 4.8 (coluna 6) apresenta a ER para os componentes do transformador exemplo A1.

4.4 Núcleo B – Análise de Criticidade

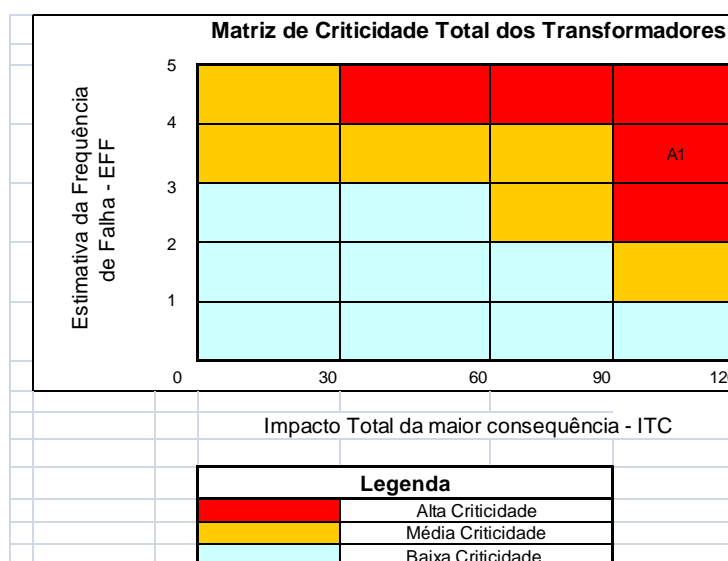
Este núcleo trabalha com o denominado “Quadro de Fatores Relevantes”. Tal quadro sintetiza as informações contidas na matriz do Núcleo A, de acordo com o seguinte critério: seleciona-se o maior ITC dos componentes do transformador e sua respectiva EFF. Com tais valores, são calculados a CT e a ER de cada Transformador. A tabela 4.1 mostra o conteúdo deste quadro, indicando os valores para o transformador exemplo.

Tabela 4.1 - Quadro de Fatores

QUADRO DE FATORES - TRANSFORMADOR EXEMPLO					
Identificação Número de série do Transformador	Conjunto que compõe o Transformador com o maior ITC	Estimativa de Frequência de Falha - EFF do maior ITC	Impacto total da maior Conseqüência ITC	Criticidade Total CT	Exposição ao Risco
		EFF	$ITC = TR \cdot \alpha + CR \cdot \alpha + IO \cdot \beta + SSMA \cdot \delta$	$CT = ITC \cdot EFF$	$ER = CT/600$ em %
A1	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	4,00	110	440	73
Legenda utilizada no Quadro de Fatores					
IO - Impacto Operacional		EFF - Estimativa da Frequência de Falha			
TR - Tempo de Reparo		SSMA - Saúde, Segurança e Meio Ambiente			
CR - Custo do Reparo		ITC - Impacto Total da Conseqüência			
$\alpha = 3 =$ Peso atribuído ao TR e CR		ER - Exposição ao Risco			
$\delta = 10 =$ Peso atribuído ao SSMA		$\beta = 8 =$ Peso atribuído ao IO			

Com base nas informações do quadro, é gerada a “Matriz de Criticidade Total dos Transformadores”, que relaciona o impacto total da maior conseqüência dos transformadores com a respectiva estimativa da frequência de falha. A tabela 4.2 ilustra o formato desta matriz, considerando o transformador exemplo.

Tabela 4.2 - Matriz de Criticidade



4.5 Núcleo C – Matriz de Resposta aos Riscos

Este núcleo tem como objetivo organizar todos os resultados de cálculos realizados para cada transformador, de maneira a subsidiar as decisões sobre possíveis ações com relação aos equipamentos.

Para isto, é preparada a “Matriz de Resposta aos Riscos” que, além de conter as informações dos transformadores, permite que as equipes indiquem ações, incluindo prazos e custos, para controlar os riscos (conviver, mitigar ou resolver). A tabela 4.3 mostra o conteúdo desta matriz, indicando a situação do transformador exemplo.

Tabela 4.3 - Matriz de Resposta aos Riscos

Matriz de Resposta aos Riscos									
Número de série do Transf.	Gerência Responsável	Critic. Total	Exposição ao Risco em %	Conjunto que compõem o Transformador	Pode acontecer em função da EFF	Tipo da Ação	Ação a ser implementada	Prazo	Custo Estimado em Reais
A1	Gerência A1	440	73	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	Geração de Gases - Centelhamento	Conviver	Instalar Monitoramento completo	Definir	800.000,00

4.6 Considerações Finais

A metodologia aqui proposta se mostra de fácil implantação nas empresas de energia elétrica. Da forma como foi idealizada, as várias equipes envolvidas poderão contribuir e atuar nas decisões e ações relacionadas às áreas de operação, manutenção e planejamento dos sistemas elétricos.

Espera-se que com a utilização da metodologia, ganhos significativos possam ser obtidos. Para enfatizar tais benefícios, no capítulo seguinte são apresentados resultados de sua aplicação em transformadores reais.

Tabela 4.4 - Fatores Considerados na Avaliação dos Transformadores

Partes do Transformador	Peso	Espectativa da Frequência de Falha	Categorias	Tempo de Reparo (TR)	Categorias (Peso 3)
Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	1	MB - Muito Baixa O histórico de incidente é muito raro	1	MB - Muito Baixa Menor que 2 dias	1
Buchas	0,9	B - Baixa Esperado acontecer pelo menos uma vez na vida	2	B - Baixa Superior a 2 dias e inferior a 1 mês	2
Comutadores com e sem carga.	0,7	M - Média Esperado acontecer algumas vezes na vida	3	M - Média Superior a 1 mês e menor que 3 meses	3
Sistema de Resfriamento	0,5	A - Alta Esperado acontecer até uma vez por ano	4	A - Alta Superior a 3 meses e menor que 1 ano	4
Acessórios (Relé de Gás, relé diferencial, fiação, etc)	0,3	MA - Muito Alta Esperado acontecer mais de duas vezes por ano	5	MA - Muito Alta Superior a 1 ano	5

(a)

(b)

(c)

Impacto Operacional (IO)	Categorias (Peso 8)	Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SSMA)	Categorias (Peso 10)	Custo do Reparo em Reais (CR)	Categorias (Peso 3)
MB - Muito Baixa Não gera efeito no fornecimento de energia	1	MB - Muito Baixa Não provoca danos as pessoas, instalações e meio ambiente	1	MB - Muito Baixa Menor que 20.000,00	1
B - Baixa Impacta no nível de qualidade da energia	2	B - Baixa Provoca danos menores as pessoas, instalações e meio ambiente	2	B - Baixa Maior que 20.000,00 e menor que 50.000,00	2
M - Média Perde parte da instalação	3	M - Média Provoca danos médios as pessoas, instalações e meio ambiente	3	M - Média Maior que 50.000,00 e menor que 500.000,00	3
A - Alta Perde parte do sistema	4	A - Alta Afeta as instalações causando danos severos	4	A - Alta Maior que 500.000,00 e menor que 2.000.000,00	4
MA - Muito Alta Pode provocar um blecaute	5	MA - Muito Alta Afeta a segurança das pessoas e/ ou meio ambiente	5	MA - Muito Alta Maior ou igual a 2.000.000,00	5

(d)

(e)

(f)

As ponderações acima foram criadas pelo autor que possui muitos anos de experiência com engenharia, manutenção e operação de transformadores de potência. As categorias e pesos foram definidos e ajustados em função das respostas da metodologia e troca de experiência com outros especialistas em transformadores e estatísticas.

Tabela 4.5 - Grupo 1 – Informações do Transformador Exemplo

Planilha com Informações e Identificação dos Transformadores de Potência									
Número Série do Transformador	Instalação	Número de Operação	Fabricante	Tensão em kV	Potência em MVA	Idade em anos (Placa)	Tempo em operação	Responsável (Nome e Gerência)	Data de Preenchimento
A1	Subestação A1	T1	ABCD 1	500	400	13	De 10 a 20 anos	Gerência A1	11/11/2010

Tabela 4.6 - Grupo 2 – EFF dos Componentes do Transformador Exemplo

Partes, Histórico, Descrição dos Riscos e Estimativa da Freq. de Falha dos Transformadores				
Conjunto que compõe o Transformador	Histórico de Problemas	Descrição da Provável Causa	Estimativa da Frequência da Falha - EFF	
			EFF	Categorias vezes o peso da EFF
Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	Geração de Gases - Centelhamento	Falhas de Projeto e Fabricação	A - Alta Esperado acontecer até uma vez por ano	4,00
Buchas	Vazamento de óleo	Problemas de Montagem, Operação e Manutenção	M - Média Esperado acontecer algumas vezes na vida	2,70
Comutadores com e sem carga	Sem Histórico de Problemas	Não se Aplica	MB - Muito Baixa O histórico de incidente é muito raro	0,70
Sistema de Resfriamento	Sem Histórico de Problemas	Não se Aplica	MB - Muito Baixa O histórico de incidente é muito raro	0,50
Acessórios (Relé de Gás, relé diferencial, indicador de nível, fiação,etc.)	Sem Histórico de Problemas	Não se Aplica	MB - Muito Baixa O histórico de incidente é muito raro	0,30

Tabela 4.7 - Grupo 3 – Conseqüências do Transformador Exemplo

Estratificação das Conseqüências dos Transformadores							
Estratificação das Conseqüências considerando o conjunto que compõe o transformador citado na Tabela 4.6							
Tempo de Reparo (TR)	Categorias de 1 a 5 (Peso 3)	Custo do Reparo em Reais (CR)	Categorias de 1 a 5 (Peso 3)	Impacto Operacional (IO)	Categorias de 1 a 5 (Peso 8)	Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SSMA)	Categorias de 1 a 5 (Peso 10)
MA - Muito Alta Superior a 1 ano	5	MA - Muito Alta Maior ou igual a 2.000.000,00	5	A - Alta Perde parte do sistema	4	MA - Muito Alta Afeta a segurança das pessoas e/ ou meio ambiente	5
M - Média Superior a 1 mês e menor que 3 meses	3	M - Média Maior que 50.000,00 e menor que 500.000,00	3	A - Alta Perde parte do sistema	4	M - Média Provoca danos médios	3
M - Média Superior a 1 mês e menor que 3 meses	3	M - Média Maior que 50.000,00 e menor que 500.000,00	3	A - Alta Perde parte do sistema	4	M - Média Provoca danos médios	3
B - Baixa Superior a 2 dias e inferior a 1 mês	2	M - Média Maior que 50.000,00 e menor que 500.000,00	3	MB - Muito Baixa - Não gera efeito no fornecimento de energia	1	M - Média Provoca danos médios	3
MB - Muito Baixa Menor que 2 dias	1	MB - Muito Baixa Menor que 20.000,00	1	A - Alta Perde parte do sistema	4	MB - Muito Baixa Não provoca danos a pessoas, instalações e meio ambiente	1

Tabela 4.8 - ITC, EFF, CT e ER - Componentes do Transformador Exemplo

Impacto da Conseqüência, Estimativa da Freqüência de Falha, Criticidade e Exposição aos Riscos.					
Número de série do transformador	Conjunto que compõe o Transformador	Impacto Total da Conseqüência	Estimativa da Freqüência de Falha	Criticidade Total	Exposição ao Risco
		$(TR*\alpha + CR*\alpha + IO*\beta + SSMA*\delta)$ ITC	EFF	CT = ITC*EFF	ER = CT / 600
A1	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	110	4,00	440,00	73,33%
	Buchas	82	2,70	221,40	36,90%
	Comutadores com e sem carga	82	0,70	57,40	9,57%
	Sistema de Resfriamento	49	0,50	24,50	4,08%
	Acessórios (Relé de Gás, relé diferencial, indicador de nível, fiação,etc.)	54	0,30	16,20	2,70%

5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta em um conjunto de vinte transformadores reais de uma concessionária de energia elétrica.

5.1 Introdução

A aplicação da metodologia partiu da elaboração de um conjunto de planilhas que, uma vez fornecidas as informações dos transformadores, executam automaticamente os cálculos relacionados à metodologia descrita no capítulo anterior.

Foram selecionados 20 transformadores de potência de uma empresa de energia elétrica e, para eles, foi montada a planilha “Matriz de Identificação dos Riscos” com as informações preenchidas para cada equipamento.

Na seqüência, foi elaborada a planilha “Matriz de Criticidade” onde foram inseridas automaticamente as informações dos componentes dos transformadores provenientes da “Matriz de Identificação dos Riscos” e gerado o “Quadro de Fatores Relevantes dos Transformadores”, contendo as seguintes informações de cada equipamento: número de série, estimativa de frequência de falha, impacto total da maior conseqüência, criticidade total e exposição ao risco.

Posteriormente, foi gerada a “Matriz de Criticidade Total dos Transformadores”, onde os equipamentos foram posicionados e classificados em “*alta criticidade*”, “*média criticidade*” e “*baixa criticidade*”.

Com as informações acima, foi preenchida por especialistas a “Matriz de Respostas aos Riscos”.

5.2 Matriz de Identificação dos Riscos

A matriz de identificação dos riscos, na realidade, é uma planilha que reúne todas as informações relacionadas ao Núcleo A, em seus cinco grupos, para todos os transformadores.

Nas simulações deste capítulo, tal matriz contém os dados dos 20 transformadores, ficando a planilha completa com dimensão elevada.

A figura 5.1 ilustra de forma esquematizada, o conteúdo desta planilha. No capítulo 4, o detalhamento de cada conjunto de informações foi mostrado para um transformador exemplo.



Figura 5.1 - Matriz de Identificação dos Riscos

5.3 Quadro de Fatores Relevantes dos Transformadores

A tabela 5.1 apresenta o quadro de fatores relevantes para os 20 transformadores. Foi selecionado o maior ITC dos componentes de cada transformador e sua respectiva EFF. Posteriormente, foram calculados a CT e a ER.

Tabela 5.1 - Quadro de Fatores Relevantes

Exemplo da Aplicação da Matriz de Criticidade Total				
QUADRO DE FATORES				
Identificação	Estimativa de Freqüência de Falha - EFF do maior ITC	Impacto total da maior Conseqüência ITC	Criticidade Total CT	Exposição ao Risco
Número de série do Transformador	EFF	$ITC = TR \cdot \alpha + CR \cdot \alpha + IO \cdot \beta + SSMA \cdot \delta$	$CT = ITC \cdot EFF$	$ER = CT/600$ em %
A1	4,00	110	440	73
A2	1,00	100	100	17
A3	2,80	64	179	30
A4	1,20	56	67	11
A5	1,50	59	89	15
A6	4,50	72	324	54
A7	4,00	110	440	73
A8	2,10	72	151	25
A9	1,20	50	60	10
A10	2,10	59	124	21
A11	2,70	84	227	38
A12	2,10	72	151	25
A13	2,70	62	167	28
A14	0,30	79	24	4
A15	3,60	72	259	43
A16	2,80	82	230	38
A17	1,50	54	81	14
A18	3,60	73	263	44
A19	4,00	93	372	62
A20	3,60	90	324	54

Legenda utilizada no Quadro de Fatores	
IO - Impacto Operacional	EFF - Estimativa da Freqüência de Falha
TR - Tempo de Reparo	SSMA - Saúde, Segurança e Meio Ambiente
CR - Custo do Reparo	ITC - Impacto Total da Conseqüência
$\alpha = 3$ = Peso atribuído ao TR e CR	ER - Exposição ao Risco
$\delta = 10$ = Peso atribuído ao SSMA	$\beta = 8$ = Peso atribuído ao IO

Com base na tabela 5.1, foram gerados os gráficos das figuras 5.2, 5.3 e 5.4.

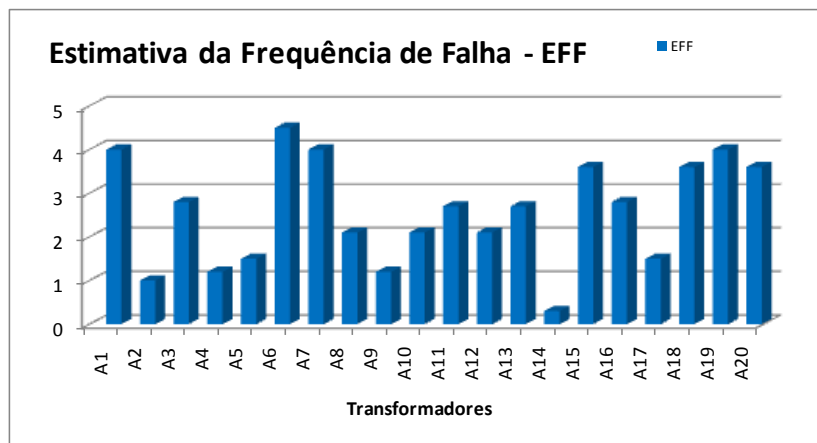


Figura 5.2 - Estimativa da Frequência de Falha x Transformador

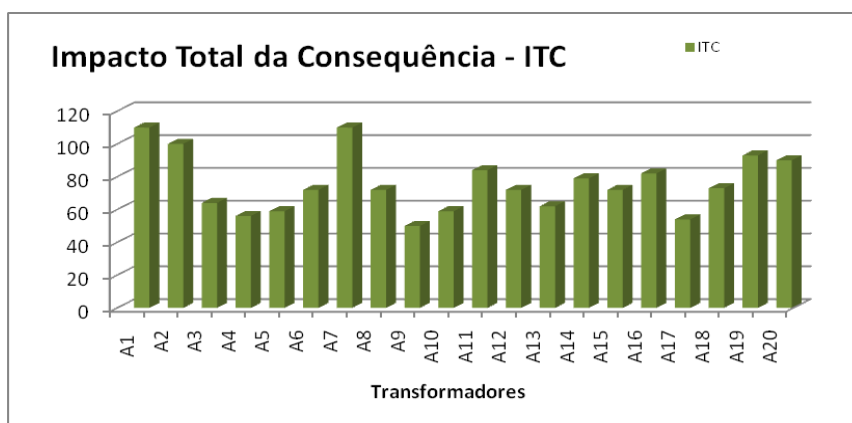


Figura 5.3 - Impacto Total da Maior Consequência x Transformador

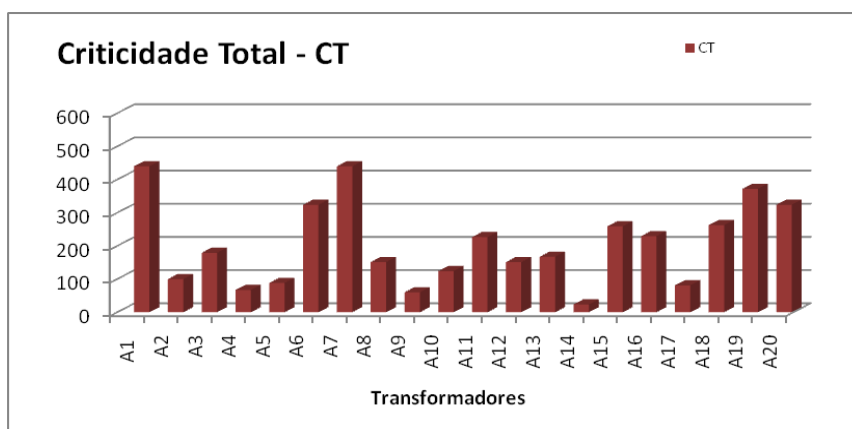


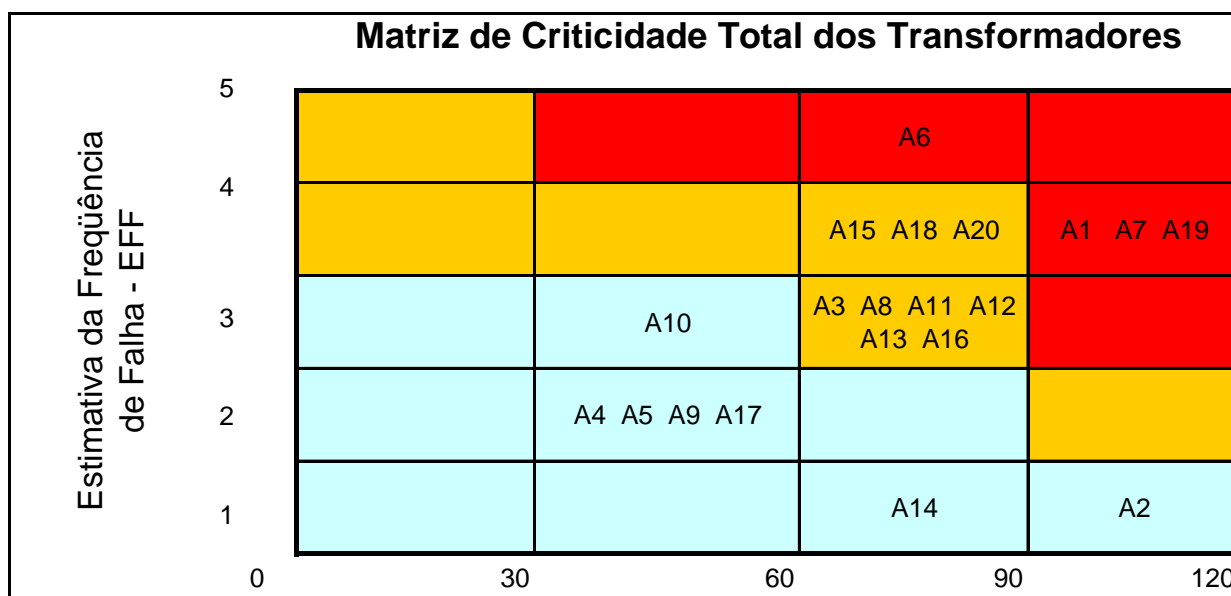
Figura 5.4 - Criticidade Total x Transformador

5.4 Matriz de Criticidade Total dos Transformadores

Com base nas informações anteriores, é gerada a matriz de criticidade total dos transformadores. Na coordenada horizontal é representado o impacto total da maior consequência dos transformadores e na coordenada vertical está a respectiva estimativa da frequência de falha.

A tabela 5.2 mostra a matriz de criticidades considerando os 20 transformadores. Mapeadas as condições dos equipamentos, verificou-se que quatro são considerados mais críticos, nove considerados de média criticidade e sete de baixa criticidade.

Tabela 5.2 - Matriz de Criticidade Total dos Transformadores



Impacto Total da maior consequência - ITC

Legenda	
	Alta Criticidade
	Média Criticidade
	Baixa Criticidade

5.5 Análise dos Resultados

A análise dos valores registrados nas simulações mostra importantes informações sobre os transformadores. Neste item, são indicados alguns casos de transformadores com alta, média e baixa criticidade que merecem destaque. Por meio das figuras 5.2, 5.3 e 5.4 e tabela 5.2 pode-se ver que:

- A2 apresenta elevado ITC, mas baixo EFF; pela metodologia aplicada ele é considerado um equipamento de baixa criticidade.
- A6 apresenta elevado ITC, mas médio EFF; pela metodologia aplicada ele é considerado um equipamento de alta criticidade.
- A16 apresenta médio ITC, mas alta EFF; pela metodologia aplicada ele é considerado um equipamento de média criticidade.

5.6 Matriz de Respostas aos Riscos

Considerando as informações anteriores, foi preenchida por especialistas a “Matriz de Respostas aos Riscos”, tabela 5.3, onde foram inseridas informações e propostas ações para mitigar, conviver e resolver problemas que poderão reduzir os riscos e as taxas de falhas dos transformadores, possibilitando um melhor gerenciamento técnico e financeiro com melhores priorizações dos investimentos em manutenção, reparos e monitoramento dos equipamentos [Alves-07]. Foram retiradas as informações das colunas referentes a prazos e custos de cada transformador e preenchidas com a informação “Definir”, apenas para preservar as informações da empresa e seguir a política de segurança da informação.

5.7 Considerações Finais

Os resultados apresentados neste capítulo se apresentam consistentes com o esperado para a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação.

As técnicas de gerência de riscos se mostraram bastante adequadas para tratar do problema em questão.

A riqueza de análises que o procedimento possibilita às equipes das empresas permite um melhor gerenciamento dos recursos técnicos e financeiros para a manutenção dos transformadores.

Tabela 5.3 - Matriz de Resposta ao Risco

Matriz de Resposta aos Riscos									
Número de série do Transf.	Gerência Responsável	Critic. Total	Exposição ao Risco em %	Conjunto que compõe o Transformador	Pode acontecer em função da EFF	Tipo da Ação	Ação a ser implementada	Prazo	Custo Estimado em Reais
A1	Gerência A1	440	73	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	Geração de Gases - Centelhamento	Conviver	Instalar Monitoramento completo	Definir	800.000,00
A2	Gerência A2	100	17	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	Sem Problemas	Conviver	Corrigir vazamento	Definir	Definir
A3	Gerência A3	179	30	Comutadores com e sem carga.	Curto Circuito	Resolver	Trocar a Chave Comutadora	Definir	Definir
A4	Gerência A4	67	11	Acessórios (Relé de Gás, relé diferencial, fiação,etc)	Operação indevida	Resolver	Trocar Relé de Gás	Definir	Definir
A5	Gerência A5	89	15	Sistema de Resfriamento	Vazamento de óleo	Resolver	Fazer Manutenção	Definir	Definir
A6	Gerência A6	324	54	Buchas	Vazamento de óleo	Mitigar	Corrigir vazamento	Definir	Definir
A7	Gerência A7	440	73	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	Geração de Gases - Sobreaquecimento	Conviver	Fazer Inspeção	Definir	Definir
A8	Gerência A8	151	25	Comutadores com e sem carga.	Explosão	Resolver	Trocar a Chave Comutadora	Definir	Definir
A9	Gerência A9	60	10	Acessórios (Relé de Gás, relé diferencial, fiação,etc)	Vazamento de óleo	Resolver	Trocar Relé de Gás	Definir	Definir
A10	Gerência A10	124	21	Comutadores com e sem carga.	Aquecimento	Mitigar	Fazer Manutenção	Definir	Definir
A11	Gerência A11	227	38	Buchas	Explosão	Resolver	Trocar Bucha (s)	Definir	Definir
A12	Gerência A12	151	25	Comutadores com e sem carga.	Aquecimento	Mitigar	Fazer Manutenção	Definir	Definir
A13	Gerência A13	167	28	Buchas	Baixo Isolamento	Resolver	Trocar Bucha (s)	Definir	Definir
A14	Gerência A14	24	4	Acessórios (Relé de Gás, relé diferencial, fiação,etc)	Operação indevida	Resolver	Trocar Fiação	Definir	Definir
A15	Gerência A15	259	43	Buchas	Vazamento de óleo	Mitigar	Fazer Manutenção	Definir	Definir
A16	Gerência A16	230	38	Comutadores com e sem carga.	Aquecimento e Geração de gases	Resolver	Trocar Bucha (s)	Definir	Definir
A17	Gerência A17	81	14	Sistema de Resfriamento	Vazamento de óleo	Conviver	Fazer Inspeção	Definir	Definir
A18	Gerência A18	263	44	Buchas	Aquecimento e Geração de gases	Conviver	Corrigir vazamento	Definir	Definir
A19	Gerência A19	372	62	Parte Ativa - Núcleo e Enrolamento	Contaminação	Conviver	Instalar Monitoramento Completo	Definir	Definir
A20	Gerência A20	324	54	Buchas	Vazamento de óleo	Resolver	Trocar Bucha (s)	Definir	Definir

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A metodologia proposta nesta dissertação se mostra de fácil implantação nas empresas de energia elétrica. Da forma como foi idealizada, as várias equipes envolvidas poderão contribuir e atuar nas decisões e ações relacionadas às áreas de operação, manutenção e planejamento dos sistemas elétricos.

Os estudos sobre gerência de riscos e técnicas de identificação foram importantes para o desenvolvimento do trabalho. Apesar de tais técnicas serem adotadas em diversas áreas, não apenas na engenharia, sua aplicação na manutenção, monitoramento e operação dos transformadores não é tratada na literatura técnica. Sendo assim, sua adoção na proposta aqui apresentada constitui aspecto inovador da pesquisa.

Espera-se que, com a utilização da metodologia, ganhos significativos possam ser obtidos para auxiliar o gerenciamento da operação e manutenção dos transformadores. Enfatizando tais benefícios, encontram-se os resultados de sua aplicação em um grupo contendo 20 transformadores de potência reais, onde são detalhadas ações propostas para melhoria na operação e manutenção dos mesmos. Com o desenvolvimento e aplicação destas propostas, espera-se uma redução nos riscos e nas taxas de falhas em transformadores, bem como um gerenciamento técnico e financeiro com melhores priorizações dos investimentos em manutenção, reparos e monitoramentos dos transformadores. Esta dissertação pretende contribuir nesta direção.

A metodologia proposta é uma mudança de paradigma, pois altera a filosofia da manutenção e operação de agir em função do que já ocorreu

(falha), passando a atuar e tomar ações na estimativa do que pode ocorrer com o transformador.

Como proposta de aprimoramento e continuidade do trabalho, sugere-se a elaboração de estudos estatísticos relacionados aos dados históricos, acertos e correções para estimarem cenários e comparar os novos riscos em função das ações implementadas e do desempenho dos transformadores. Vale ressaltar que, uma vez implantada a metodologia na prática das empresas, as equipes poderão ajustar as ponderações especificadas na dissertação.

Adicionalmente, sugere-se a investigação sobre a aplicação de técnicas de inteligência computacional, no sentido de melhor “absorver” os conhecimentos dos especialistas, utilizando suas experiências em operação e manutenção.

Vale ressaltar também que o resultado de aplicação da metodologia foi validado por especialistas em operação e manutenção de transformadores, que a consideraram consistente frente a suas expectativas.

Concluindo, acredita-se que a metodologia proposta possa ser estendida para outros equipamentos tanto da área elétrica quanto de outras áreas.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABNT-81] **ABNT** - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Transformadores de Potência – Especificação, NBR – 5356, 1991.
- [Almeida-06] **Almeida, M. T.**, Manutenção Preditiva: Confiabilidade e Qualidade. Download www.mtaev.com.br. Itajubá/MG, Agosto de 2006.
- [Alves-07] **Alves, M. E. G.**, Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas. SNPTEE, 2007. TREETECH Sistemas Digitais LTDA.
- [Aquino-10] **Aquino, R. M.**, Parcela Variável das Funções de Transmissão da Rede Básica e o seu Impacto na Operação do Sistema Elétrico. Dissertação de Mestrado, Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, 2010.
- [CCEE-10] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, [site www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index](http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index).
- [CDE-CG-96] CDE (Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações) do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada).
-

- [CIGRÉ-Brasil] Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- [CIGRÉ-06] **Lopes, J. I., Dupont, C.J., Amorim, I.B. e outros**, GT A2.23, Monitoramento de Transformadores de Potência. Gerenciamento de dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores (GDMT).
- [Costa-09] **Costa, R.C.**, Apostila do Curso da FVG sobre Gerência de Projetos e Gerência de Riscos.
- [Dietrich-83] **Dietrich, W.** et alii, CIGRÉ Working Group 05. An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service, ELECTRA, Nº 88/1983.
- [FGV-09] Fundação Getúlio Vargas, Notas do Curso sobre Gestão de Riscos Ministrado pelo professor Fabiano da COMPASS International, Consultoria em Gestão de Projetos e Portifólio.
- [Fujita-98] **Fujita, S.** et alli., Experimental Investigation of High Frequency Voltage Oscillation in Transformer Windings. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 13, Nº 4, 10/1998.
- [Lopes-07] **Lopes, J. I.**, Monitoração de Buchas Condensivas. Monografia do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência - CESEP, da Universidade Federal de Minas Gerais, 2007.
- [Monchy-89] **Monchy, F.**, A Função Manutenção. Editora Durban Ltda./EBRAS - Editora brasileira Ltda., 1989.
-

- [Martins-07] **Martins, H. J. A.**, Diagnóstico de Transformadores de Potência Através de Metodologias no Domínio da Freqüência. Tese de Doutorado - Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- [Medina-03] **Medina, C. P.**, Falhas em Transformadores de Potência: Uma Contribuição para Análise, Definições, Causas e Soluções. Dissertação de Mestrado, Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, 2003.
- [Ostermann-06] **Ostermann, R.**, Desenvolvimento de um Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Potência Instalados no Sistema de Transmissão da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Dissertação de Mestrado, Curso de Engenharia Elétrica, da PUC do Rio Grande do Sul, 2006.
- [Pinto e Xavier-09] **Pinto, A. K., Xavier, J. A. N.**, Manutenção Função Estratégica. Rio de Janeiro, 2001. 341 p.
- [PMI, Guia PMBOK -08] Project Management Institute, Um Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos (GUIA PMBOK) Quarta Edição.
- [Yakov-95] **Yakov, S.**, Power Transformers: Operation, Service, Specification and Testing, CESI – Centro Eletrotécnico Sperimentale Italiano.
-

ANEXO A

TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA: COMPONENTES BÁSICOS

Este anexo apresenta um Transformador de Potência e seus principais componentes externos e internos.

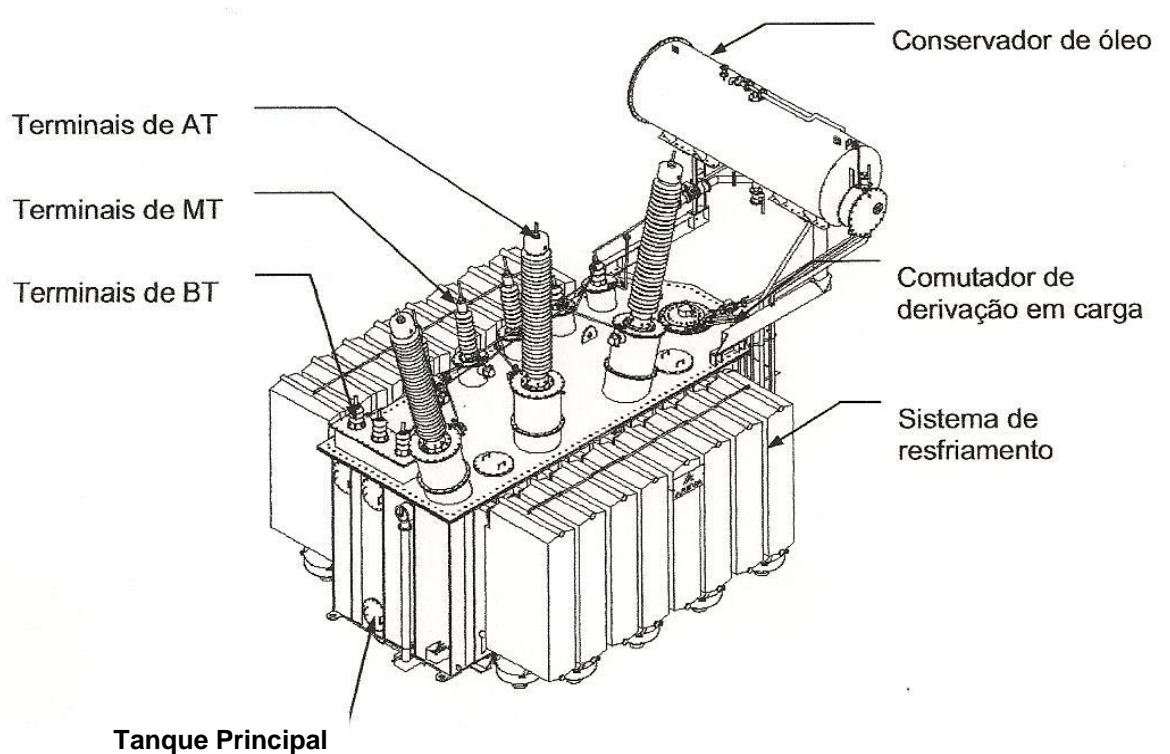


Figura A.1 - Transformador de Potência



Figura A.2 - Montagem de um Transformador de Potência



Figura A.3 - Parte Interna de um Transformador de Potência