



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DE VIDA ÚTIL REMANESCENTE DE HIDROGERADORES

GERSON ANDRÉ BRAULIO

Itajubá, julho de 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GERSON ANDRÉ BRAULIO

AVALIAÇÃO DE VIDA ÚTIL REMANESCENTE DE HIDROGERADORES

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Edson da Costa Bortoni
Coorientador: Eduardo Crestana Guardia

Julho de 2018
Itajubá



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GERSON ANDRÉ BRAULIO

AVALIAÇÃO DE VIDA ÚTIL REMANESCENTE DE HIDROGERADORES

Dissertação aprovada por banca examinadora em 16 de julho de 2018, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia
Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto
Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Neto
Prof. Dr. José Feliciano Adami

Itajubá
2018

A minha esposa Carla pelo companheirismo e apoio incondicional nas horas de grande necessidade.

A meu pai Geraldo e minha mãe Sônia que sempre foram os grandes exemplos da minha vida.

Aos meus amigos da CEMIG pelo grande apoio ao meu crescimento profissional e pessoal.

AGRADECIMENTO

Aos meus pais Sônia e Geraldo , pelo exemplo de vida e por sempre me mostrarem o melhor caminho.

A minha esposa Carla, pelo amor e por sempre incentivar o meu crescimento.

Ao meu filho Gustavo e minha enteada Luísa, pelo apoio e paciência nos momentos ausentes.

Aos meus professores por todo o aprendizado que conquistei durante toda a minha vida de estudante.

Aos meus colegas da CEMIG, esta empresa que tem sido segunda casa desde que nasci.

Ao orientador Professor Edson da Costa Bortoni pela orientação, incentivo, amizade e pelo exemplo de persistência e de profissionalismo.

Aos colegas da UNIFEI, Guilherme, José Vitor, Matheus e José Renato, pelo grande apoio durante o desenvolvimento dos trabalhos.

E a todos que, embora não estejam mencionados aqui, me auxiliaram de alguma forma neste projeto.

RESUMO

O parque gerador do Brasil vem se tornando cada vez mais velho. Os principais produtos da Engenharia de Manutenção são a capacidade de definição de procedimentos de manutenção e subsidiar os gestores para correta definição dos investimentos necessários a fim de tornar o negócio cada vez mais lucrativo. Dentre os componentes principais das unidades geradoras está o gerador elétrico. A determinação da correta forma de manutenção e necessidade de investimento envolvem inúmeras variáveis como equipes de manutenção disponível, custo de paradas para avaliação inspeções, normas regulamentadoras e melhores práticas do mercado. No caso de definição de grandes investimentos para a reforma completa, a definição do momento adequado esbarra na avaliação do estado do equipamento e da vida útil remanescente destes hidrogeradores. O princípio básico de final de vida útil, no caso de geradores elétricos, é a incapacidade de realização da função em que uma pequena reforma não consiga colocá-lo de volta à operação, e está ligado diretamente ao seu isolante. Dentre as diversas fontes de degradação e perda de funcionalidade deste material isolante podem-se destacar o envelhecimento natural do material aplicado, influência de agentes catalizadores desta degradação como ciclos de carga, umidade, sujeira, dentre outros. Existem vários ensaios inspeções que comumente são executados nos geradores com o intuito de avaliar o estado e acompanhar o processo de degradação deste sistema isolante, mas muitas das vezes a definição para reformas totais ainda é muito superficial. Este trabalho tem como objetivo obter uma correlação entre os resultados destes ensaios, experiências com reformas e com falhas dos diversos tipos de geradores instalados com a degradação do isolamento e consequente final da vida útil do equipamento, a fim de subsidiar as análises econômicas de viabilidade de intervenções ou substituição por novos equipamentos.

Palavras-chave: Enrolamento Estatórico, Geradores, Máquinas Síncronas, Vida Útil

ABSTRACT

Brazilian generating plants have become increasingly outdated. The key products of Maintenance Engineering are the ability to define maintenance procedures and subsidize managers to correctly define the necessary investments in order to make the business increasingly profitable. Among the main components of the generating units is the electrical generator. The determination of the correct way of maintenance and needed investment involve numerous variables such as maintenance available staff, cost of inspections halts, regulatory standards and best market practices. In the case of large investments being made for the complete refurbishment, the definition of the appropriate moment is based on the evaluation of the condition of the equipment and the remaining lifespan of these generators. The basic end-of-life principle in the case of electric generators is the inability to perform the function where a minor overhaul fails to get it back into operation and it is connected directly to its insulation. Among the several sources of degradation and loss of functionality of this insulating material we can highlight the natural aging of the applied material, influence of catalysts of this degradation as cycles of load, humidity, dirt, among others. There are several tests that are commonly performed on generators to evaluate its condition and to follow the process of degradation of this insulation system, but often the definition for total renovations is still very superficial. This work aims to obtain a correlation between the results of these tests, experiments with retrofits and failures of the different types of generators installed with the degradation of the insulation and consequent end of the equipment lifespan, in order to subsidize the economic analyzes of the feasibility of interventions or replacement by new equipment.

Key words: Stator Winding, Generators, Synchronous Machines, Lifespan

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curvas de Vida [1].	15
Figura 2 – Curva da Banheira para a taxa de falha.	22
Figura 3 - Taxa de falha para função densidade de probabilidade normal.	23
Figura 4 – Taxa de falha para função densidade de probabilidade de Weibull.	23
Figura 5 – Modelo de Markov (em tempo discreto) com estágios de deterioração.	25
Figura 6 – Diagrama esquemático de um enrolamento trifásico com dois circuitos paralelos por fase.	28
Figura 7 – Componentes do Sistema de Isolamento.	30
Figura 8 – Polarização de um Dielétrico.	33
Figura 9 – Estatística de defeitos em hidrogeradores [16].	39
Figura 10 – Causas raízes dos defeitos observados em enrolamentos [16].	40
Figura 11 – Escala de tempo associada a fenômenos de falha.	42
Figura 12 – Fluxograma para a determinação de tempo de vida útil remanescente de enrolamentos estatísticos [25].	44
Figura 13 – Circuito equivalente mostrando as quatro correntes monitoradas durante um teste de resistência de isolamento [27].	51
Figura 14 – Medição típica de resistência de isolamento para diferentes condições de contaminação [27].	54
Figura 15 – Ângulos entre a Corrente Capacitiva e a Corrente Resistiva.	56
Figura 16 – Gráfico 2D de uma medição de descargas parciais.	58
Figura 17 – Gráfico de evolução das descargas parciais ao longo do tempo.	59
Figura 18 – Função densidade de probabilidade hipotética	62
Figura 19 – Modelo de Curva da Banheira [33].	64
Figura 20 – Funções de Confiabilidade de Weibull: Falha Acumulada	65
Figura 21 – Funções de confiabilidade de Weibull: Função de densidade	65
Figura 22 - Ano de Entrada de Operação dos Geradores.	66
Figura 23 - Número de Falhas por Ano de Início de Operação.	67
Figura 24 - Função densidade de probabilidade.	68
Figura 25 - Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$.	68
Figura 26 - Função de sobrevivência acumulada $S(t)$.	69
Figura 27 - Função taxa de falha não paramétrica.	69
Figura 28 - Taxa de falha acumulada $H(t)$.	70
Figura 29 - Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica.	71
Figura 30 - Densidades de probabilidade paramétricas do modelo.	72
Figura 31 - Taxa de Falha x Tempo.	74
Figura 32 - Confiabilidade x Tempo.	76
Figura 33 - Probabilidade de Falha x Tempo.	78
Figura 34 - Visão das falhas no tempo.	79
Figura 35 - Número de partidas e paradas da UG 1 da UHE Volta Grande.	81
Figura 36 - Descargas parciais Fase A.	84
Figura 37 - Descargas parciais Fase B.	84
Figura 38 - Descargas parciais Fase C.	85
Figura 39 - Cunhas faltantes no núcleo.	86

Figura 40 - Cunhas faltantes no núcleo.	86
Figura 41 - Calços soltos na saída de ranhura.	87
Figura 42 - Pó relacionado à movimentação dos calços.	87
Figura 43 - Desgastes na barra estatórica.	88
Figura 44 - Ponto de Falha do Isolante.	88
Figura 45 - Estado do Material Isolante.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Designação da Classe Térmica.	36
Tabela 2 - Características de ruptura, degradação e envelhecimento.	43
Tabela 3 – Valores Mínimos de Referência para a RI [27].	53
Tabela 4 – Valores Mínimos de Referência para o IP [27].	54
Tabela 5 – Registro de medições de descargas parciais.	59
Tabela 6 - Parâmetros das distribuições.	72
Tabela 7 - Dados de Falhas.	73
Tabela 8 - Resultado da Análise.	75
Tabela 9 - Dados da Probabilidade de Falha.	77
Tabela 10 - Dados da Visão Geral do Sistema.	79
Tabela 11 - Resultados de medição de tangente de delta.	82
Tabela 12 - RI e IP.	83

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
[A]	Amperes
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
ir	Corrente de fuga
DP	Descarga Parcial
2D	Duas dimensões
EUA	Estados Unidos da América
[°C]	Graus Celsius
GT	Geração e Transmissão
[Hz]	Hertz
IP	Índice de polarização
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
[MW]	Megawatts
[MWh]	Megawatt-horas
[mm]	Milímetro
[μ s]	Micro segundo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
[%]	Por cento
[kV]	Quilovolts
[kV/mm]	Quilovolts por milímetro
RAM	<i>Reliability, Availability and Maintainability</i>
RCM	<i>Reliability Centered Maintenance</i>
RI	Resistência de Isolamento
RPM	Rotação por minuto
S.A.	Sociedade Anônima
Σ	Somatório
Std	<i>Standard</i>
tan δ	Tangente de Delta
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
[V]	Volts
[Vac]	Volts em corrente alternada
[Vcc]	Volts em corrente contínua
[Vpp]	Volts pico a pico
[W]	Watts

SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 1	14
1.1.	INTRODUÇÃO	14
2	CAPÍTULO 2	20
2.1.	VIDA ÚTIL DE EQUIPAMENTOS	20
2.1.1.	Conceitos	20
2.1.2.	Estimativa do Tempo de Vida	21
2.1.3.	Cálculo da Probabilidade de Falha	22
2.1.4.	Avaliação da Vida Restante do Isolamento	24
2.1.5.	Processos de Manutenção	25
2.2.	COMPONENTES DO ESTATOR	27
2.2.1.	Tipos de Isolamento do Enrolamento do Estator	29
2.2.1.1.	Isolamento entre Fios	30
2.2.1.2.	Isolamento entre Espiras	31
2.2.1.3.	Isolamento Principal	31
2.2.1.4.	Projeto Elétrico	31
2.2.1.5.	Projeto Térmico	32
2.2.1.6.	Projeto Mecânico	32
2.2.2.	Características dos Materiais Isolantes	33
2.2.3.	Evolução dos Materiais Isolantes	36
2.3.	MODOS DE ENVELHECIMENTO E FALHA	37
2.3.1.	Envelhecimento Térmico	45
2.3.2.	Ciclos de Carga	47
2.3.3.	Vibração de Barras nas Ranhuras	48
2.3.4.	Degradação da Proteção Semi Condutiva	49
3	CAPÍTULO 3	51
3.1.	ENSAIOS APLICÁVEIS PARA A AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL	51
3.1.1.	Resistência de Isolamento	51
3.1.2.	Medição do Fator de Potência do Isolamento e Tangente de Delta	54
3.1.3.	Avaliação de Descargas Parciais	56
3.1.4.	Inspeções Visuais	59
3.2.	Modelagem Estatística De Falhas e Conceitos de Confiabilidade	61

CAPÍTULO 4	66
4 APLICAÇÃO DOS ESTUDOS NO PARQUE GERADOR DA CEMIG	66
4.1. Avaliação Estatística do Parque Gerador CEMIG	66
4.2. Avaliação de Dados da Usina	72
4.2.1. Dados da Usina	73
4.2.2. Análise Estatística de Dados de Falhas do Gerador	73
4.2.2.1. Metodologia do Estudo	74
4.2.2.2. Análise dos Dados de Vida	74
4.2.2.3. Cálculo e Análise da Confiabilidade	75
4.2.2.4. Análise RAM	78
4.2.2.5. Resultado	80
4.2.3. Dados de partida e parada da unidade	80
4.2.4. Ensaios	81
4.2.4.1. Tangente de Delta e Capacitância	81
4.2.4.2. Resistência de Isolamento	82
4.2.4.3. Descargas Parciais	83
4.2.4.4. Avaliação das Cunhas e Inspeções Visuais	85
CAPÍTULO 5	90
5 CONCLUSÃO	90
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93

1 CAPÍTULO 1

1.1. INTRODUÇÃO

Muitos geradores estão operando desde a primeira metade do século passado no Brasil. Os primeiros geradores que hoje são qualificados como de grande e médio porte começaram a entrar em operação nas décadas de 1950 e 1960.

Um projeto, montagem e comissionamento bem executados de um gerador demonstram, de uma maneira geral, uma confiabilidade muito boa, quando submetido a manutenções preventivas adequadas e levam a expectativa de vida dos componentes básicos para até cinco décadas. Entretanto, existe o envelhecimento natural dos componentes, exposição e às combinações de agentes externos e solicitações de carga e tensão nos limites de funcionamento que tendem a abreviar esta expectativa de vida útil.

O termo envelhecimento, relacionado aos equipamentos elétricos, é o processo interno que ocorre com o material isolante que gradualmente o aproxima da falha [1]. Em termos de solução, uma das alternativas é o descarte e a substituição completa do equipamento, mas a deterioração geralmente pode ser retardada com aplicações de ações de manutenção.

A manutenção preventiva é definida pela *IEEE Power Engineering Society* (IEEE PES) como uma atividade “em que um equipamento tem, de tempos em tempos, sua deterioração contida, reduzida ou eliminada” [2]. Trata-se de uma importante parte que compõe a chamada “gestão de ativos”.

Com a depreciação, o valor econômico de um equipamento se reduz. A conexão entre este valor e diferentes planos de manutenção ao longo da vida útil do equipamento é ilustrada na figura 1, extraída de [1], onde os valores e tempos informados representam médias, obtidos em modelos probabilísticos.

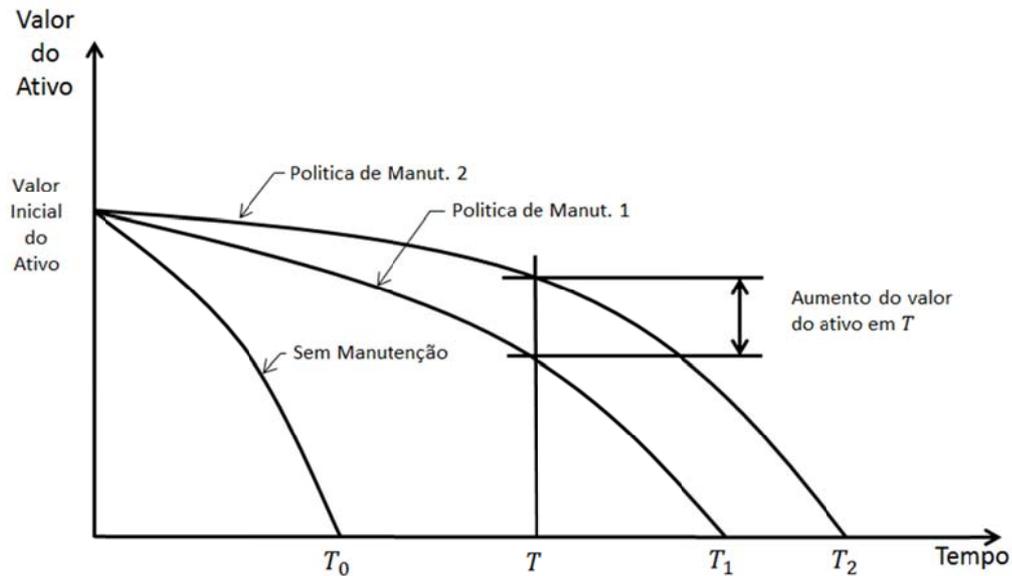


Figura 1 - Curvas de Vida [1].

Note que a condição do equipamento torna-se melhor com a realização da manutenção. Em termos de confiabilidade, a Política 2 é claramente superior à Política 1, mostrando que a manutenção é capaz de modificar o tempo de vida do componente.

Contudo, a manutenção tem os custos inerentes e isso deve ser levado em conta ao se compararem planos diferentes. O aumento dos custos, provocado por ações de manutenção mais frequentes, deve ter como contrapartida os ganhos advindos de uma operação mais confiável do sistema e os ganhos com a extensão da vida produtiva do equipamento.

Em muitos casos, os operadores dos sistemas de potência estão mais preocupados com a confiabilidade dos equipamentos, deixando o aspecto financeiro em segundo plano [3]. No entanto, no atual ambiente competitivo em que se insere o setor elétrico, confiabilidade e custos de operação tornam-se igualmente importantes, requerendo modelos matemáticos (geralmente complexos) para a otimização dos custos.

Em geral, um fabricante fornece a estimativa de vida média do seu equipamento baseada em algumas premissas, cálculos teóricos e ensaios de envelhecimento acelerado em alguns protótipos. No entanto, a referida estimativa não é adequada, por não considerar as condições reais de utilização do equipamento.

A maioria dos equipamentos de sistemas de potência, tais como transformadores, reatores, cabos e geradores possui um tempo de vida relativamente longo, fazendo com que os históricos de vidas disponíveis nos bancos de dados das empresas sejam limitados [4]. Mesmo com a utilização de dados de diferentes empresas, as amostras ainda podem ser consideradas pequenas para uma estimativa confiável, sobretudo, considerando a possibilidade de existirem diferenças nas condições ambientais e regras de operação entre as empresas.

De acordo com [5], a estimativa da vida restante do isolamento elétrico de grandes geradores e motores tem despertado o interesse de muitas companhias, por motivos como:

- Assegurar que o isolamento tenha probabilidade de falha menor que um valor aceitável entre as retiradas do equipamento para inspeção (geralmente de cinco em cinco anos para grandes geradores);
- Avaliar a condição do enrolamento para determinar o tipo de manutenção necessária para restabelecer a condição de “tão bom quanto novo” (*as good as new*), o que é frequentemente possível no caso de se detectar a deterioração em estágios iniciais;
- Estimar o tempo de vida restante como parte de um programa de extensão de vida dos geradores. Se a vida restante estimada for muito pequena, podem ser planejadas ações de reparo mais impactantes, ou mesmo, a substituição do equipamento.

Se não forem consideradas as peças que se desgastam devido ao uso, como escovas e rolamentos, a vida útil da máquina elétrica é determinada pelo material isolante, principalmente do enrolamento do estator, visto que no caso do isolamento de campo a facilidade e os custos envolvidos para uma reforma que coloque todos os polos em condições de operação são muito menores do que se comparado à parte do estator.

Na avaliação do estado do enrolamento estatórico e da condição do seu isolamento elétrico a idade cronológica é uma das primeiras considerações que devem ser feitas. Esta avaliação deve ser considerada, e inúmeros estudos desde então tem sido feitos a fim de determinar o fim do tempo de vida dos equipamentos ou a

determinação da probabilidade da falha que caracterize a perda de função do isolamento como foi proposto por [6].

O fato é que se devem avaliar condições de operação, mas também outros tantos fatores que também interferem no processo de envelhecimento do enrolamento, como fabricante, tipos de projeto, tensão nominal e características físicas do material isolante.

Os mecanismos de falha interagem uns com os outros, sendo altamente dependentes de condições operativas e ambientais. Para se estimar a vida restante de algum equipamento elétrico é preciso compreender o processo de deterioração e conhecer os sintomas que acompanham o desgaste.

Os fatores que podem afetar a ocorrência e o estado de deterioração do isolamento de geradores e motores são:

- Níveis de temperatura e tensão;
- Estresse mecânico;
- Ciclo de utilização;
- Tipo de isolamento e qualidade dos materiais utilizados;
- Qualidade da manufatura e montagem;
- Frequência e qualidade da manutenção.

A grande diversidade de fatores importantes resulta em um grande número de processos de deterioração causadores de falhas. Os diferentes processos de falha que ocorrem nos enrolamentos de um hidrogenador incluem:

- Envelhecimento térmico, resultando em perdas das propriedades elétricas e mecânicas;
- Desgaste do isolamento provocado por forças mecânicas relacionadas com a frequência de operação da rede elétrica;
- Quebra do isolamento por expansão térmica;
- Descargas parciais;
- Degradação elétrica.

Outra forma de estimar o tempo médio de vida é utilizando-se de ferramentas estatísticas, tomando-se a média simples das vidas observadas de um conjunto de indivíduos de uma grande população. No caso que hidrogenadores, infelizmente, este procedimento não é o ideal. A grande maioria dos geradores faz parte de projetos específicos e customizados para cada planta, portanto deve-se considerar a real possibilidade de existirem diferenças nas condições ambientais e no ciclo de

operação. Desta forma a possibilidade de comparação com famílias para uma análise mais assertiva ficaria muito limitada e restrita ao ano de fabricação, tipo de sistema de isolamento e famílias de potência, da forma como *U.S Army Corps of Engineers* (USACE), nos Estados Unidos da América. Neste estudo, foram desenvolvidos métodos avaliativos de funções de confiabilidade e de taxa de falha dependentes do tempo para geradores de centrais hidrelétricas. Os geradores foram agrupados por datas de entrada em operação e potência. Após a definição dos grupos, foram analisados os dados de vida dos equipamentos em cada grupo [7].

Desde o final da década de 1960 o sistema de isolamento dos geradores tem evoluído e, apesar de utilizarem como princípio de isolação a mica, o material impregnante alterou significativamente, passando de compostos asfálticos ou goma-laca para a atual resina epóxi. As diferenças destes materiais utilizados na composição do isolante devem ser consideradas na avaliação do ciclo de vida.

Além do exposto acima, resultados de ensaios e inspeções realizadas pela equipe de manutenção durante o comissionamento e nas manutenções sistemáticas deverão ser analisados porque contém informações significativas que auxiliam e contribuem na composição de um banco de dados que subsidiam as análises estatísticas. Dentre os ensaios usuais que contribuem para a determinação da situação do isolamento pode-se destacar o ensaio de índice de polarização (muito ligado à resistência de isolamento), o ensaio de medição do fator de potência do isolamento e a medição do nível de descargas parciais, embora este último ainda não esteja assimilado entre as equipes de manutenção e possui significativas limitações que são tratadas mais adiante.

Além destas possibilidades citadas, devem-se considerar também avaliações de especialistas para julgamento do processo de envelhecimento e outros fatos que podem ser considerados relevantes durante a realização dos testes e inspeções periódicas. [8]

A CEMIG Geração e Transmissão S.A., concessionária de produção de energia elétrica do grupo CEMIG, possui em operação 86 hidrelétricas com um parque gerador bem diversificado. São projetos de vários fabricantes, idades diferentes, que utilizam quase todos os tipos de material isolante e diversos níveis de potência. Uma

correta avaliação da vida útil remanescente destes geradores é fundamental para subsidiar o planejamento de necessidades de investimentos no negócio.

Neste trabalho pretende-se caracterizar os diversos métodos de avaliação de vida remanescente aplicáveis, considerando suas fundamentações teóricas e a qualidade dos resultados obtidos. Como uma contribuição adicional deste trabalho, são correlacionadas as evoluções das grandezas medidas dos testes e inspeções descritos baseados na modelagem matemática, probabilística e estatística, de ocorrências observadas em geradores que atingiram níveis de falha no passado, dentro da área de concessão da CEMIG Geração e Transmissão.

Este trabalho é constituído de cinco capítulos. No Capítulo 2 é apresentada uma revisão da bibliografia existente sobre os assuntos relacionados à avaliação de vida útil de geradores hidráulicos, os principais componentes e os materiais isolantes geralmente utilizados no estator de hidrogeradores e sua evolução ao longo dos anos, os fatores de envelhecimento, modos de falhas e os ensaios que são realizados atualmente.

No Capítulo 3 são descritos os diversos ensaios e verificações possíveis em hidrogeradores que são realizados normalmente a fim de acompanhamento da alteração das características do material isolante e buscando detectar alguma possível não conformidade e uma proposta de modelagem probabilística da vida útil baseado em dados e fatos históricos do parque gerador.

O Capítulo 4 traz o resultado do modelo probabilístico proposto no capítulo anterior utilizando o levantamento das falhas ocorridas relacionadas ao isolamento dos geradores do parque CEMIG GT. Mostra também um estudo relacionando dados estatísticos de falha de um gerador específico e a relação com a condição observada através de resultados de testes e inspeções que foram realizados durante o período de vida útil do equipamento.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e contribuições para possíveis trabalhos futuros.

2 CAPÍTULO 2

2.1. VIDA ÚTIL DE EQUIPAMENTOS

2.1.1. Conceitos

Existem cinco conceitos de tempo de vida para equipamentos de sistemas de potência:

- Vida física: Um equipamento inicia a operação, ainda novo, e esta persiste até um instante em que o mesmo não tem mais condição de ser utilizado, devendo ser retirado de operação. A manutenção pode aumentar a vida física. A vida útil física é o limite da falha reparável: a partir deste ponto as falhas são irreparáveis e a vida útil chega ao fim. Este valor de vida útil é o máximo em que pode ser usado o equipamento. Os fabricantes indicam a vida útil física dos seus equipamentos a partir de ensaios de vida acelerados e cálculos teóricos assumindo várias premissas, porém, tendem a fornecer valores superiores aos observados em condições normais de operação [9];
- Vida técnica: Há situações em que um equipamento é retirado de operação por questões técnicas, embora o mesmo tenha condições físicas de ser utilizado. Por exemplo, um equipamento que ainda funciona é substituído pelo fato de não haver mais peças de reposição no mercado, ou este ter um custo de reparo muito elevado;
- Vida econômica: Um equipamento pode ter valor econômico nulo, embora esteja em condições de ser utilizado. A vida econômica pode ser estimada de duas formas: (i) O valor do equipamento é depreciado anualmente, e, atingido o valor nulo, o equipamento chega ao fim de sua vida econômica; (ii) À depreciação do equipamento, são somados os custos de operação e manutenção. Estes custos normalmente aumentam com o tempo e podem, em determinado momento, se tornar maiores que o valor atual do equipamento. Neste caso, é preciso analisar as vantagens e desvantagens de se retirar o equipamento de operação antes mesmo de seu valor econômico se anular;
- Vida útil fiscal: é o período durante o qual o valor contábil do bem é depreciado até zerar (ou atingir seu valor residual), refletindo sobre o fluxo tributário. Para efeito do cálculo de imposto de renda de pessoa jurídica e da

contribuição social sobre o lucro líquido a vida útil fiscal é a definida pela Receita Federal;

- Vida útil regulatória: é o período durante o qual o regulador autoriza o concessionário a recuperar o valor do bem através da Quota de Reintegração Regulatória (QRR). A vida útil regulatória define o tempo de depreciação dos ativos para a contabilidade regulatória e o processo de revisão tarifária. A vida útil regulatória usada para fins de depreciação e valoração dos ativos da Base de Remuneração deve ser menor que a vida útil física, mais comumente usada no planejamento de substituição de equipamentos [10].

2.1.2. Estimativa do Tempo de Vida

Em geral, um fabricante fornece a estimativa de vida média do seu equipamento baseada em algumas premissas e cálculos teóricos. No entanto, a referida estimativa não é adequada, por não considerar as condições reais de utilização do equipamento.

Pode-se estimar o tempo médio de vida, tomando-se a média simples das vidas observadas (já encerradas) de um conjunto de indivíduos de uma grande população. Infelizmente, no caso dos equipamentos elétricos, este procedimento não é o ideal. A maioria dos equipamentos de sistemas de potência, tais como transformadores, reatores, cabos e geradores possuem um tempo de vida relativamente longo, fazendo com que os históricos de vidas disponíveis nos bancos de dados das empresas sejam limitados [4]. Mesmo com a utilização de dados de diferentes empresas, as amostras ainda podem ser consideradas pequenas para uma estimativa confiável, sobretudo, considerando a possibilidade de existirem diferenças nas condições ambientais e regras de operação entre as empresas.

A desvantagem do método da média simples citado acima, é que este utiliza apenas a informação dos componentes falhados. Os métodos baseados nas distribuições de Weibull e Normal (i.e., Gauss) permitem a estimativa da média e do desvio-padrão da vida de equipamentos considerando tanto os elementos falhados, quanto os que ainda estão em funcionamento. Assim, mesmo com dados limitados, os modelos permitem estimativas relativamente precisas.

2.1.3. Cálculo da Probabilidade de Falha

A utilização de equipamentos envelhecidos implica um risco maior para os sistemas envolvidos, justificando a determinação das probabilidades de falha dos equipamentos que se encontram nessa condição. A Fig. 2, extraída de [4], apresenta o comportamento da taxa de falha instantânea de um equipamento elétrico com relação à sua idade.

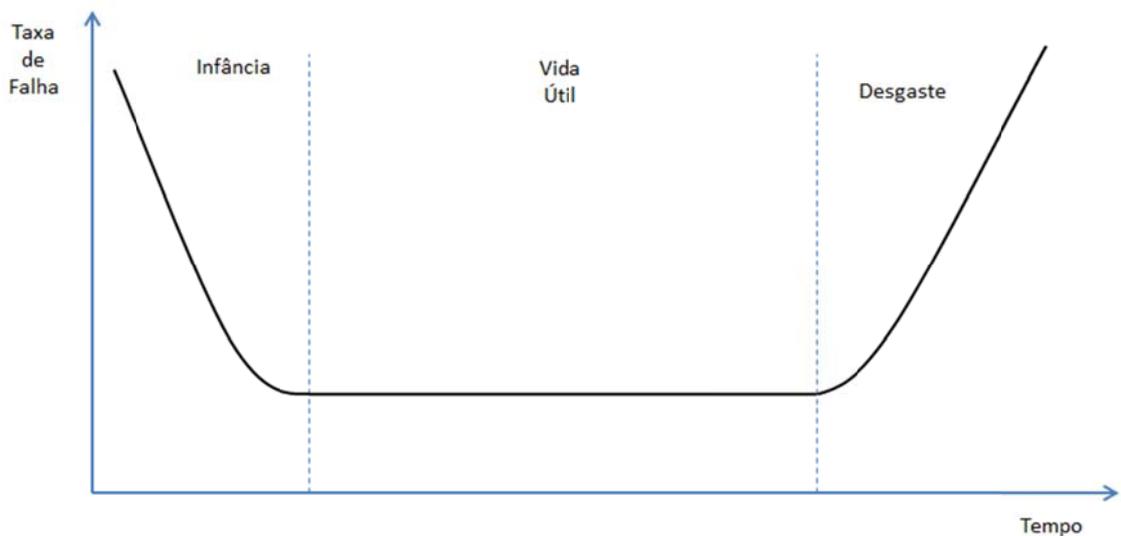


Figura 2 – Curva da Banheira para a taxa de falha.

A conhecida “curva da banheira” (*bathtub curve*) mostra como a taxa de falha aumenta de modo acentuado na região de envelhecimento (*wear-out stage*) em relação à região de vida útil (*normal operating stage*), onde o tempo de vida tem taxa de falha constante [11].

Na chamada região de “mortalidade infantil” (*infant mortality or debugging stage*), o equipamento também apresenta uma taxa de falha mais alta em função de possíveis problemas de fabricação, montagem, instalação e adaptação dos operadores ao uso do equipamento.

A aplicação de funções de densidade de probabilidade no estudo da vida de equipamentos foi inicialmente experimentada por Waloddi Weibull, em 1937 quando pesquisava uma fórmula para a taxa de falha de soldas. Hoje é um dos métodos mais usados para o ajuste de dados de vida de equipamentos em técnicas de manutenção [12].

A curva em banheira pode ser modelada pelas distribuições Normal e Weibull. A Figura 3 ilustra o comportamento da taxa de falha em relação à idade, considerando a distribuição normal, onde μ e σ são, respectivamente, a média e o desvio-padrão do tempo de vida.

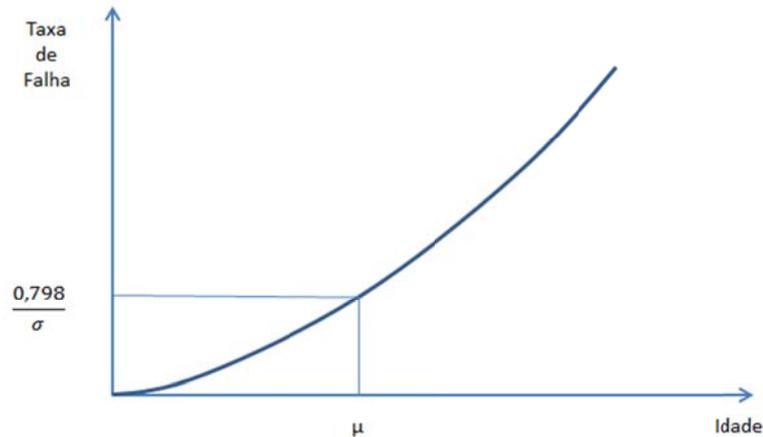


Figura 3 - Taxa de falha para função densidade de probabilidade normal.

A Figura 4 ilustra a mesma relação para a distribuição de Weibull. Neste caso, os parâmetros da distribuição são α (fator de escala) e β (fator de forma).

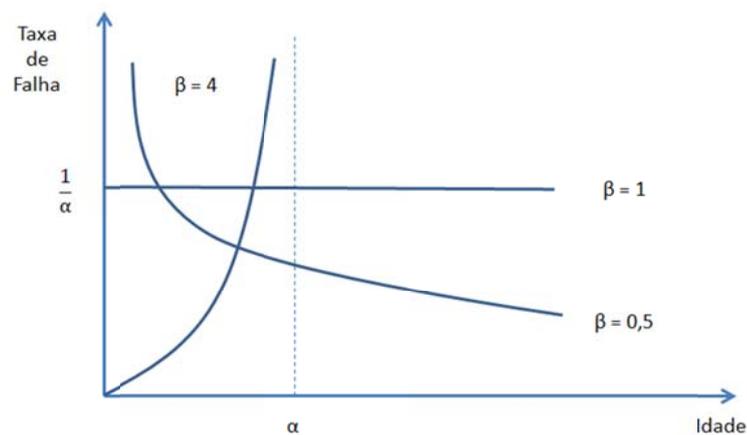


Figura 4 – Taxa de falha para função densidade de probabilidade de Weibull.

A distribuição de Weibull pode modelar tempos de vida nas três regiões características, bastando ajustar o fator de forma β . Assim:

- Na região de mortalidade infantil: $\beta < 1$;
- Na região de vida útil: $\beta = 1$;

- Na região de envelhecimento: $\beta > 1$.

Os cálculos permitem obter dois tipos de probabilidade de falha de fim de vida do equipamento. O primeiro tipo corresponde à probabilidade de ocorrer uma falha, normalmente calculada para o período de 1 (um) ano. O segundo tipo é a indisponibilidade do equipamento em um determinado período, em virtude da falha que determinou o fim de sua vida. Embora ambas as estimativas sirvam para quantificar a chance de falha do equipamento, estas são conceitualmente diferentes.

2.1.4. Avaliação da Vida Restante do Isolamento

De acordo com [5], a estimativa da vida restante do isolamento elétrico de grandes geradores e motores tem despertado o interesse de muitas companhias, por motivos como:

- Assegurar que o isolamento tenha probabilidade de falha menor que um valor aceitável entre as retiradas do equipamento para inspeção (geralmente de cinco em cinco anos para grandes geradores);
- Avaliar a condição do enrolamento para determinar o tipo de manutenção necessária para restabelecer a condição de “bom quanto novo” (*good as new*), o que é frequentemente possível no caso de se detectar a deterioração em estágios iniciais;
- Estimar o tempo de vida restante como parte de um programa de extensão de vida dos geradores. Se a vida restante estimada for muito pequena, podem ser planejadas ações de reparo mais impactantes, ou mesmo, a substituição do equipamento.

No entanto, a determinação da vida restante tem sido a parte mais difícil desta análise, por motivos como falta de dados e de modelos bem definidos para a deterioração, além da existência de muitos mecanismos de falha ainda não conhecidos de forma quantitativa.

Os mecanismos de falha interagem uns com os outros, sendo altamente dependentes de condições operativas e ambientais. E também, deve-se considerar que a grande diversidade de fatores importantes resulta em um grande número de processos de deterioração causadores de falhas. Para se estimar a vida restante de

algum equipamento elétrico é preciso compreender o processo de deterioração e conhecer os sintomas que acompanham o desgaste.

A referência [5] discute duas formas possíveis de se determinar a vida restante de sistemas de isolamento de motores e geradores: (i) monitoramento de fatores que reconhecidamente provocam o desgaste do isolamento, e; (ii) observação de sintomas através de inspeção e testes com o equipamento.

Posteriormente, os autores propõem um modelo baseado em um processo de Markov para estimar o tempo médio até a falha do equipamento, tal como o ilustrado na Fig. 1.6, extraída diretamente de [5].

Na Figura 5, D_1, D_2, \dots, D_k representam estágios de deterioração do enrolamento, detectados através de inspeções; M_1, M_2, \dots, M_k são estados de manutenção, e; F_0 e F_1 representam, respectivamente, os estados em que o equipamento sofre uma falha aleatória e uma falha provocada pela deterioração do isolamento.

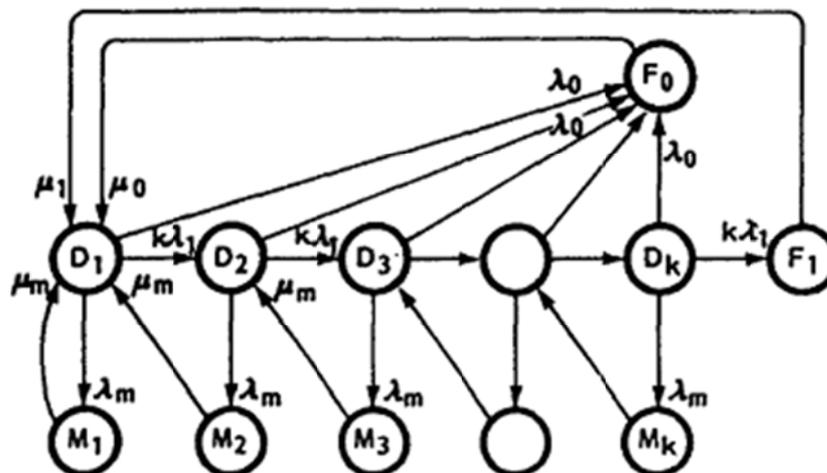


Figura 5 – Modelo de Markov (em tempo discreto) com estágios de deterioração.

2.1.5. Processos de Manutenção

A probabilidade de falha de fim da vida aumenta com o envelhecimento. Por outro lado, o envelhecimento pode ser controlado e retardado com ações de manutenção.

A manutenção integra o conjunto global de atividades exercidas na gestão de ativos, que, como mencionado anteriormente, deve considerar critérios técnicos e obedecer

às restrições financeiras da empresa. Existem dois tipos de manutenção conceitualmente diferentes entre si: corretiva e preventiva.

A manutenção corretiva consiste na restauração do equipamento que sofreu uma falha do tipo reparável. Diferentemente, a manutenção preventiva é uma atividade de inspeção, realizada sem que uma falha tenha ocorrido no equipamento. O maior objetivo da manutenção preventiva é reduzir a deterioração e prolongar a vida do equipamento, o que se aplica tanto às falhas reparáveis (que ocorrem aleatoriamente durante a vida útil), quanto à falha de fim de vida (após a qual o equipamento é removido e substituído por outro em melhores condições).

Dentro da manutenção preventiva, alguns sistemas ou programas de manutenção foram desenvolvidos ao longo de anos, a fim de refinar o planejamento das paradas programadas reduzindo o tempo indisponível do equipamento.

Os programas de manutenção podem variar desde os mais simples (inspeções em intervalos fixos com atividades pré-determinadas) aos mais sofisticados.

Os modelos mais simples podem ser otimizados basicamente com a identificação da frequência de manutenção que minimiza os custos de operação. Os esquemas mais complexos de manutenção incorporam a ideia de monitoramento da condição do equipamento, onde as decisões sobre o momento e o nível da manutenção a ser realizada são tomadas de acordo com o estado de deterioração dos componentes.

Dentre os modelos mais complexos, pode-se citar o de Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM).

Manutenção Centrada em Confiabilidade (em Inglês, *Reliability Centered Maintenance*, com sigla RCM) é uma estratégia de manutenção em nível corporativo, implementada para otimizar o programa de manutenção de uma empresa. O resultado final de um programa RCM são as estratégias de manutenção que devem ser implementadas em cada um dos ativos da empresa. As estratégias de manutenção são otimizadas para que a funcionalidade da planta seja mantida através de técnicas de manutenção de baixo custo.

Existem quatro princípios fundamentais para um programa RCM.

1. O objetivo primário é preservar a função do sistema;

2. Identificar os modos de falha que podem afetar o funcionamento do sistema;
3. Priorizar os modos de falha;
4. Selecionar tarefas aplicáveis e eficazes para controlar os modos de falha.

A confiabilidade do equipamento (disponibilidade), conseguida através da minimização da probabilidade de falha do sistema, é o foco da RCM. Com esta estratégia de manutenção, a função do equipamento é considerada e os possíveis modos de falha e as suas consequências são identificados. As técnicas de manutenção que são eficazes em termos de custos para minimizar a possibilidade de falha são então determinados. Em seguida, são adotadas as técnicas mais eficazes para melhorar a confiabilidade da instalação como um todo.

Para definir as formas como o sistema pode falhar, as causas destes modos de falha e os efeitos de cada falha no equipamento, várias técnicas são utilizadas para dar a estes passos uma abordagem sistemática:

- FMEA (*Failure mode and effects analysis*);
- HAZOPS (*Hazard and operability studies*);
- FTA (*Fault tree analysis*);
- RBI (*Risk-based inspection*).

Após esta identificação é realizado o levantamento do número de falhas registradas no histórico de cada equipamento e estes dados são tratados de forma matemática a fim de determinar a melhor forma de atuação ou revisão dos procedimentos de manutenção contidos nos respectivos planos.

Neste ponto, deve-se utilizar de modelos matemáticos que possam representar os benefícios de uma dada política de manutenção e deverá relacionar os resultados da manutenção com o processo de deterioração.

2.2. COMPONENTES DO ESTATOR

No estator, os três principais componentes são os condutores de cobre, o núcleo do estator constituído geralmente de chapas laminadas de aço silício e o isolamento.

O núcleo do estator em um gerador concentra o campo magnético oriundo do rotor nos condutores das bobinas. Consiste em placas finas de aço magnético, chamadas de lâminas, isoladas eletricamente uma das outras a fim de prevenir circulação de correntes parasitas resultantes das variações do campo magnético. O núcleo

magnético age como uma baixa relutância (baixa resistência ao fluxo magnético), facilitando o caminho para as linhas magnéticas de força do rotor. A perda de isolamento entre as chapas também pode ser considerado como a degradação da vida útil do equipamento uma vez que esta degradação reduz a resistência às correntes parasitas, gerando aquecimento, conseqüente perda de rendimento do conjunto, e acelera a deterioração do isolamento do enrolamento estático.

O cobre é o condutor para a corrente de enrolamento. Em um gerador, a corrente de saída é induzida para fluir no cobre como a reação do campo magnético do enrolamento rotórico. A seção reta do condutor deve ser suficiente para a condução da corrente nominal sem grande aquecimento.

A figura 6 mostra um diagrama de um circuito básico de um enrolamento do estator de um gerador trifásico.

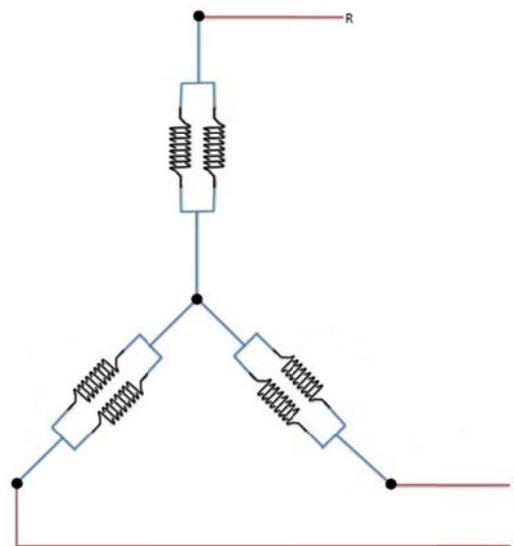


Figura 6 – Diagrama esquemático de um enrolamento trifásico com dois circuitos paralelos por fase.

O diagrama mostra que cada fase pode ter um ou mais circuitos paralelos, caminhos por onde a corrente estática passa. Múltiplos paralelos geralmente são necessários em função da viabilidade financeira do projeto dependendo da seção reta da área do condutor de cobre. Cada circuito paralelo é formado por um número de bobinas de condutores ligadas em série. Para alguns pequenos geradores, cada bobina consiste de um número de voltas do condutor de cobre formando um espiral,

estas bobinas são comumente chamadas de multiespiras. A definição de projeto para selecionar o número de circuitos paralelos, o número de bobinas em série em cada paralelo e o número de espiras de cada bobina depende de várias variáveis e não é objeto de estudo deste trabalho.

O último e principal componente do enrolamento do estator é o isolamento. Diferente do condutor e do núcleo magnético, que são componentes que ativamente fazem o gerador funcionar auxiliando no circuito magnético e caminho para a circulação de corrente, o isolamento é um componente passivo. Os projetos otimizados tendem a reduzir ao máximo o componente isolante, visto que aumenta o tamanho e o custo dos geradores e reduzem a eficiência. O principal propósito do material isolante é prevenir curtos circuitos elétricos entre os condutores e o núcleo magnético que é aterrado. Outras funções do isolante são: comportar-se como condutor térmico para ajudar no resfriamento do condutor de cobre e auxiliar na fixação das barras dentro das ranhuras do núcleo magnético.

2.2.1. Tipos de Isolamento do Enrolamento do Estator

O sistema de isolamento do enrolamento do estator possui diferentes componentes e características que, juntos, asseguram o isolamento elétrico entre o condutor de cobre e o núcleo, a dissipação do calor gerado pela passagem de corrente e a fixação das barras ou bobinas nas ranhuras do núcleo magnético.

A figura 7 mostra os diferentes materiais aplicados para o isolamento e travamento das barras ou bobinas nas ranhuras.

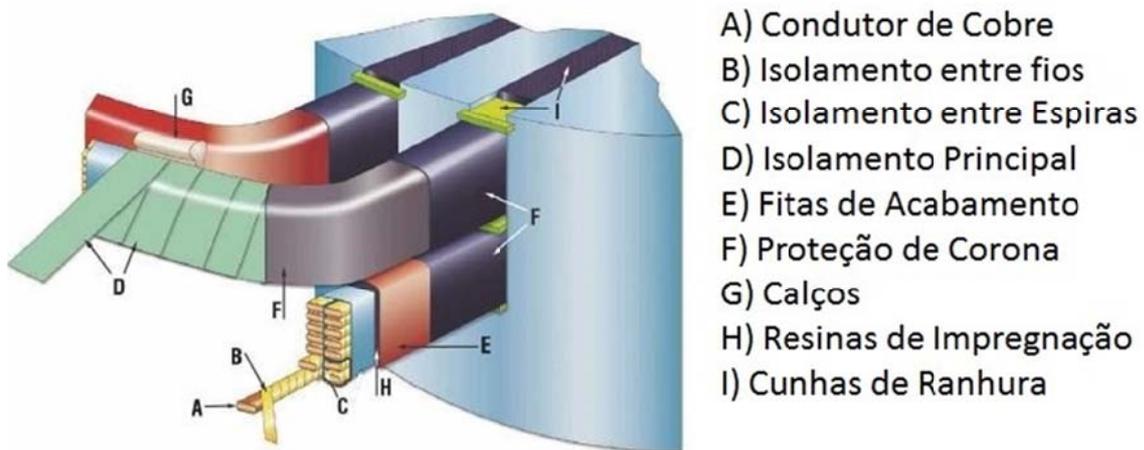


Figura 7 – Componentes do Sistema de Isolamento.

Dentre todos, os principais são.

2.2.1.1. Isolamento entre Fios

São dois os principais propósitos do isolamento entre fios: Elétrico e Mecânico. Do ponto de vista mecânico, um condutor que é grande o suficiente para conduzir a corrente total necessária para cada bobina geralmente sua seção reta teria que ser muito grande e, como um condutor largo é bem mais complicado de ser moldado no formato ideal que requer a barra ou bobina, o ideal é que este condutor seja formado de várias partes, ou vários fios como normalmente é denominado.

Do ponto de vista elétrico, existem razões para o condutor ser formado por fios e que eles sejam isolados entre si. É de conhecimento no eletromagnetismo que um condutor, de cobre no caso, que tenha a espessura necessária, a corrente que passa por ele tende a passar por sua região periférica ou na sua superfície (efeito pelicular), isto variando também com a frequência da tensão. Desta forma, separando o condutor em fios e fazendo o isolamento entre eles o efeito pelicular é minimizado e a corrente tende a passar por toda a seção da barra, diminuindo as perdas.

A razão elétrica para a separação em fios requer que exista um isolamento elétrico entre estes fios. Entretanto, a tensão entre os fios é muito pequena e este isolamento pode ser muito fino. Os fios estão sujeitos a deformações durante a moldagem para a formação da bobina então este material isolante terá que ter boas

características mecânicas e, como existe também o calor produzido pela circulação de corrente pelos fios, é desejável também que tenha boas propriedades térmicas.

Pequenos curtos circuitos elétricos entre os fios geralmente não causam danos significativos ao enrolamento, mas estes curtos aumentarão as perdas e produzirão calor anormal podendo se propagar com o passar do tempo.

2.2.1.2. Isolamento entre Espiras

O propósito principal do isolamento entre espiras em uma bobina é elétrico e para evitar curtos entre cada espira.

Este isolamento em geradores está exposto a transientes de tensão originados por partidas de motores e até mesmo descargas atmosféricas.

O nível de tensão entre as espiras pode variar, dependendo da tensão nominal de trabalho e potência, entre 10 e 250 Vac. Se um curto aparece entre as espiras, uma corrente significativa poderá passar e rapidamente aquecerá o local, certamente tendendo a danificar o isolamento principal e ocasionar uma falha à terra.

O estresse térmico neste isolamento é basicamente o mesmo verificado no isolamento entre fios e também deve ser considerado.

2.2.1.3. Isolamento Principal

O isolamento principal, como a própria descrição já indica, é o componente principal do enrolamento do estator que separa, ou isola eletricamente, o cobre condutor das chapas núcleo estatórico, que estão aterradas. Durante todo o período de operação do gerador, o isolamento principal está sujeito aos esforços elétricos, térmicos e mecânicos (de vibração) que deverão ser previstos no projeto.

2.2.1.4. Projeto Elétrico

As barras e bobinas conectadas no fim do enrolamento, próximo aos terminais de saída do gerador estão sujeitas a toda tensão nominal fase-terra. Por exemplo, em um gerador com tensão nominal em 13,8 kV fase-fase, as bobinas ou barras conectadas próximas aos terminais de saída estarão expostas, durante todo o período de máquina interligada (e até mesmo somente com excitação nominal) à

tensão de 8 kV ($13,8/\sqrt{3}$) entre o condutor de cobre e as chapas do núcleo magnético. Esta tensão relativamente alta requer uma considerável espessura do material isolante. A maior tensão acontece somente neste ponto do enrolamento. De outra forma, as barras conectadas próximas aos terminais de neutro estão sujeitas à tensões quase nulas. Entretanto devido à facilidades de projeto e construção, principalmente das ranhuras do núcleo, todas as barras do enrolamento possuem a mesma espessura de material isolante. Além desta facilidade, outra vantagem desta uniformidade na espessura do isolamento é a possibilidade de inversão dos terminais de fase e neutro do gerador. A partir desta alteração, as barras que não vinham sofrendo o estresse elétrico passam a ter que suportar a máxima tensão e vice-versa e a possibilidade ter uma sobrevida do enrolamento a partir deste momento.

2.2.1.5. Projeto Térmico

O isolamento principal, em geradores com resfriamento realizado de forma indireta, é o responsável pela condução do calor gerado pelas perdas no condutor de cobre para o estator e adjacências. Então o material utilizado neste isolamento deverá possuir baixa resistência térmica, ou uma boa condutividade térmica e livres de espaços vazios entre as camadas, já que camadas com estes espaços bloqueiam a condução do calor. Os materiais deverão ser projetados para trabalharem em temperaturas elevadas sem alterações significativas das suas características.

2.2.1.6. Projeto Mecânico

No funcionamento normal do gerador existem grandes forças magnéticas atuando nos condutores de cobre. Estas forças magnéticas são basicamente resultantes dos dois campos magnéticos fluindo no topo e na base de cada condutor em cada ranhura. Estes campos se interagem fazendo cada barra ou a bobina vibrar no sentido da área da ranhura. Esta força atuante é em frequência do dobro da frequência nominal, 120 Hz para 60 Hz). Existe então uma força em 120 Hz atuando em sentido axial causada pela interação do campo magnético do rotor com a corrente do estator. Esta força é apenas 10% da força radial.

O isolamento principal deverá auxiliar evitar estas movimentações de barra. Um isolamento com muitos espaços vazios entre as camadas permite uma

movimentação do condutor de cobre, então quanto mais compacto, melhor a fixação dos condutores dentro da ranhura.

2.2.2. Características dos Materiais Isolantes

Os isolantes, também conhecidos como dielétricos, são materiais utilizados para o isolamento entre os condutores, entre estes e a massa ou a terra, ou, ainda, entre eles e qualquer outra massa metálica existente na sua vizinhança. Também alteram, em proporções significativas, o valor do campo elétrico existente em um determinado local.

O fenômeno principal, característico para qualquer dielétrico, que se produz quando sobre ele atua uma tensão elétrica, é a polarização, ou seja, o deslocamento limitado de cargas ou a orientação das moléculas dipolares. Os fenômenos devidos a polarização de um dielétrico podem ser julgados através do valor da constante dielétrica e pelo ângulo de perdas dielétricas, se a polarização vem acompanhada de dissipação de energia que provoca o aquecimento do dielétrico. Neste aquecimento tomam parte as poucas cargas livres que existem no material, as quais determinam o aparecimento de uma corrente de fuga, que passa através do dielétrico e sua superfície. A maioria dos dielétricos se caracteriza por um deslocamento elétrico das cargas como uma função linear do campo elétrico que se cria no dielétrico. A figura 8 mostra o comportamento da polarização no interior do material isolante quando submetido a uma fonte de tensão.

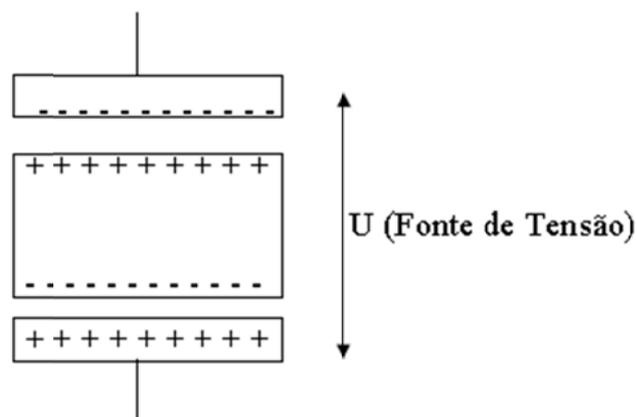


Figura 8 – Polarização de um Dielétrico.

A polarização dos materiais isolantes pode ser classificada em alguns tipos:

- Ao primeiro tipo de polarização pertencem as polarizações eletrônica e iônica que ocorre de um modo praticamente instantâneo sob a ação de um campo elétrico e sem dissipação de energia, se caracterizando por um deslocamento elástico de íons ou elétrons ligados ao núcleo de um átomo. A polarização eletrônica diminui com o aumento da temperatura, devido à dilatação do dielétrico e a consequente diminuição do número de partículas por unidade de volume. Já a polarização iônica é intensificada com o aumento da temperatura, uma vez que se debilitam as forças elásticas interiônicas quando aumentam as distâncias entre os íons quando o corpo se dilata;
- A polarização dipolar difere da eletrônica e da iônica com relação ao movimento térmico das partículas. As moléculas dipolares, que se encontram em movimento térmico caótico, se orientam parcialmente pela ação do campo, o qual é a causa da polarização. A polarização dipolar é possível se as forças moleculares não impedirem os dipolos de se orientarem de acordo com o campo. Ao aumentar a temperatura se enfraquecem as forças moleculares e diminui a viscosidade da substância, de forma que se intensifica a polarização dipolar. No entanto, ao mesmo tempo aumenta a energia dos movimentos térmicos das moléculas, o que faz que diminua a influência orientadora do campo. De acordo com isto, a polarização dipolar aumenta a princípio com o aumento da temperatura, enquanto que o enfraquecimento das forças moleculares influencia mais que a intensificação do movimento térmico caótico. Depois, quando esta última se intensifica, a polarização dipolar cai à medida que aumenta a temperatura;
- A polarização estrutural aparece apenas em corpos amorfos e em sólidos cristalinos polares como no caso do vidro, onde um corpo amorfo é parcialmente constituído de partículas de íons. A polarização estrutural vem a ser a orientação de estruturas complexas de material, perante a ação de um campo externo, aparecendo devido a um deslocamento de íons e dipolos, na presença de aquecimento devido a perdas Joule. Quanto a sua dependência com a temperatura têm comportamento semelhante à polarização dipolar.

As particularidades da polarização permitem dividir todos os dielétricos em vários grupos. Ao primeiro grupo podem pertencer os dielétricos que possuem somente a polarização eletrônica, por exemplo, as substâncias sólidas não polares ou

debilmente polares em estado cristalino ou amorfo (parafina, enxofre, poliestireno), assim como os líquidos e gases não polares ou debilmente polares (benzeno, hidrogênio e outros).

Ao segundo grupo, pertencem os dielétricos que possuem ao mesmo tempo polarização eletrônica e dipolar. São estas as substâncias polares (dipolares) orgânicas, semilíquidas e sólidas (algumas resinas, celulose, alguns hidrocarbonetos cloretados, etc.).

Ao terceiro grupo, pertencem os dielétricos inorgânicos sólidos com polarização eletrônica, iônica e íon-eletrônica dipolar. Este grupo pode ser dividido no subgrupo 1) com polarização eletrônica e iônica ao qual pertencem principalmente as substâncias cristalinas com empacotamento denso de íons (quartzo, mica, sal e óxido de alumínio) e o subgrupo 2) com polarização eletrônica, iônica e dipolar ao qual pertencem os materiais que contêm fase vítrea (porcelana) e os dielétricos cristalinos com empacotamento não denso. A um quarto grupo, pertencem os componentes ferroelétricos, que se caracterizam por ter polarização espontânea (nos campos elétricos alternados, os materiais com polarização espontânea se caracterizam por uma considerável dissipação de energia), eletrônica e iônica combinadas. Seriam estes materiais o sal de Seignette e o de Rochelle, titanato de Bário e outros.

Esta classificação dos dielétricos permite que suas propriedades elétricas sejam até certo ponto pré-determinadas. Entretanto, muitas das substâncias industrialmente empregadas como isolantes não são inteiramente homogêneas - especialmente as de origem orgânica como o algodão, seda, madeira, óleos, etc. - sendo, além disto, em geral deterioráveis.

Uma primeira classificação dos materiais isolantes pode ser feita de acordo com o seu estado e são divididas basicamente em: gases, líquidos, sólidos aplicados em estado líquido ou pastoso e sólidos. No caso de isolamento de máquinas elétricas de hidrogeradores, objeto de estudo deste trabalho, basicamente são utilizados somente materiais isolantes sólidos.

Além desta classificação cujo critério é a natureza dos materiais isolantes, estes podem ser classificados visando a sua aplicação, especialmente na construção de

máquinas e aparelhos elétricos, cuja temperatura é limitada não pelos materiais condutores ou magnéticos (que são metálicos) e sim pelos isolantes. A durabilidade destes depende de fatores diversos, entre os quais predomina a temperatura.

A tabela 1 mostra os valores dos índices aceitáveis de temperatura dos materiais aplicados no isolamento de acordo com a norma IEC 60085. Os materiais caracterizados com classe F, por exemplo, devem ter uma expectativa de vida média de 20.000 horas quando trabalhando à temperatura de 155°C [13].

Tabela 1 – Designação da Classe Térmica.

Classe Térmica °C	Letra de Designação ¹
90	Y
105	A
120	E
130	B
155	F
180	H
200	N
220	R

¹ Caso se deseje, a letra de designação pode ser adicionada entre parênteses, como, por exemplo Classe 180 (H). Onde o espaço disponível é limitado, como em uma placa de identificação, é permitido utilizar somente a letra de designação.

2.2.3. Evolução dos Materiais Isolantes

A seleção dos sistemas de isolantes elétricos de hidrogeradores sempre dependeu dos materiais disponíveis, do custo, das características requeridas dos projetos e dos custos relativos dos processos de fabricação.

No início da fabricação de unidades geradoras, as ferramentas teóricas, o conhecimento prático, e a própria variedade de materiais isolantes disponíveis levaram ao desenvolvimento de projetos com níveis de segurança (quantidade de material isolante utilizado) muito elevados. De fato, ainda existem geradores fabricados no início dos anos de 1900 em funcionamento.

Atualmente, com a utilização de ferramentas computacionais avançadas, possibilidade de exaustivos testes de desempenho, evolução tecnológica e

descoberta de novos materiais, os projetos foram se otimizando. Houve uma redução significativa no custo de produção dos enrolamentos mas, em contrapartida, estão operando nos limites da capacidade.

Os primeiros sistemas de isolação usavam materiais advindos de outras aplicações, como fibras naturais, celulose, algodão e asbestos. Estes materiais eram combinados com resinas naturais derivadas de árvores, insetos, plantas e até do petróleo para produzir os materiais isolantes.

Nos primeiros anos de 1900, resinas asfálticas foram combinadas com folhas de mica pela primeira vez, melhorando as características elétricas isolantes dos sistemas.

Os primeiros sistemas de isolamento que utilizaram materiais sintéticos em sua composição começaram a serem utilizados por volta de 1920 a 1950 e tiveram um aumento significativo na utilização após 1940 com o aumento na variedade de produtos. Nesta mesma época surgiram os primeiros documentos relacionados a testes que levaram a determinação de classificações.

A partir de 1950, a utilização de novos materiais como filmes plásticos e fibras sintéticas de polímeros trouxeram grandes ganhos de custo, melhores performances e facilidades de fabricação dos componentes. A aplicação destes novos componentes possibilitou a redução significativa na espessura dos sistemas isolantes.

Um dos grandes avanços na indústria de materiais isolantes foi a substituição dos materiais anteriormente utilizados para a fixação dos isolantes por resinas sintéticas sem a utilização de solventes. Estes materiais se solidificam com aplicação de calor, catalizadores ou radiação específica. Além de melhorarem muito a estabilidade térmica, a aplicação evita a formação de vazios nas camadas do isolamento principal. A combinação destes tipos de resinas em com fitas de mica é, ate hoje em dia, o principal sistema de isolamento utilizado pelos grandes fabricantes.

2.3. MODOS DE ENVELHECIMENTO E FALHA

Envelhecimento é uma degradação irreversível no sistema de isolação. A natureza desta degradação pode se manifestar de várias maneiras. As propriedades de um

sistema de isolamento que são mais influenciadas dependem do tipo de material usado e do tipo de influência imposta.

Os fatores que provocam envelhecimento são chamados mecanismos de envelhecimento. Tais mecanismos podem ser divididos em quatro tipos: elétricos, térmicos, mecânicos e ambientais [14]. Cada um destes tipos de mecanismos é melhor detalhado em seções posteriores. O envelhecimento pode ser causado por apenas um desses mecanismos ou por vários deles agindo de maneira simultânea ou sequencial. A ação de um mecanismo ou de vários mecanismos ao longo do tempo resulta na falha do equipamento.

De uma forma geral, a vida do isolamento é determinada pelo tempo de ruptura da isolação. A determinação deste tempo, ao invés de se aguardar o período necessário para a quebra da isolação, o qual pode durar vários anos ou décadas, é feita através de processos acelerados, em laboratório, onde a vida útil da isolação é drasticamente reduzida pelo aumento da ação do mecanismo de envelhecimento. Por outro lado, quando existem informações suficientes de dados de envelhecimento, podem-se empregar técnicas estatísticas para esta análise.

A partir dos resultados de testes de envelhecimento acelerado, a vida útil em condições de serviço previamente especificadas pode ser estimada através de modelos apropriados. Qualquer extrapolação, entretanto, deve ser feita com prudência. Processos de envelhecimento acelerado podem não ser os únicos fatores de influência. É possível que outros mecanismos de envelhecimento venham a ser dominantes ou que o processo de envelhecimento não seja linear com o fator de influência aplicado.

Adicionalmente, não é provável que a taxa de envelhecimento permaneça constante durante a vida de um sistema de isolamento. Os processos dominantes no início do envelhecimento podem não ser os mesmos ao longo da vida útil do isolamento. Portanto, observa-se que a extrapolação de resultados de envelhecimento acelerado pode ser bastante perigosa. A melhor maneira de aumentar a confiabilidade da estimativa de vida residual é conhecer melhor a química e a física dos processos fundamentais de envelhecimento.

Os mecanismos de falha de enrolamentos do estator são amplamente descritos na literatura técnica, notadamente em [13] e são: Deterioração térmica, ciclo térmico, impregnação inadequada, espiras soltas na ranhura, falha no revestimento semicondutor, surtos de tensão repetitivos, contaminação, partículas abrasivas, ataque químico, espaçamento inadequado nas cabeças de bobina, vibração das cabeças de bobina, vazamento de fluido refrigerante, e falha em conexões elétricas, dentre outros.

Muitas estatísticas têm sido publicadas abordando as causas de falhas em máquinas rotativas e geradores de alta tensão. Estas estatísticas, entretanto, focam na falha da máquina sem se preocupar com o mecanismo que provocou a falha [15]. O levantamento considerando 1199 hidrogeradores realizado pelo comitê SC11 e EG11.02 do CIGRÉ é um exemplo claro desse tipo de investigação, apresentando resultados de 69 incidentes, dentre os quais 56% das máquinas falhadas apresentaram problemas de isolamento, outros problemas mecânicos, térmicos e mancais, como mostra a figura 9 [16].

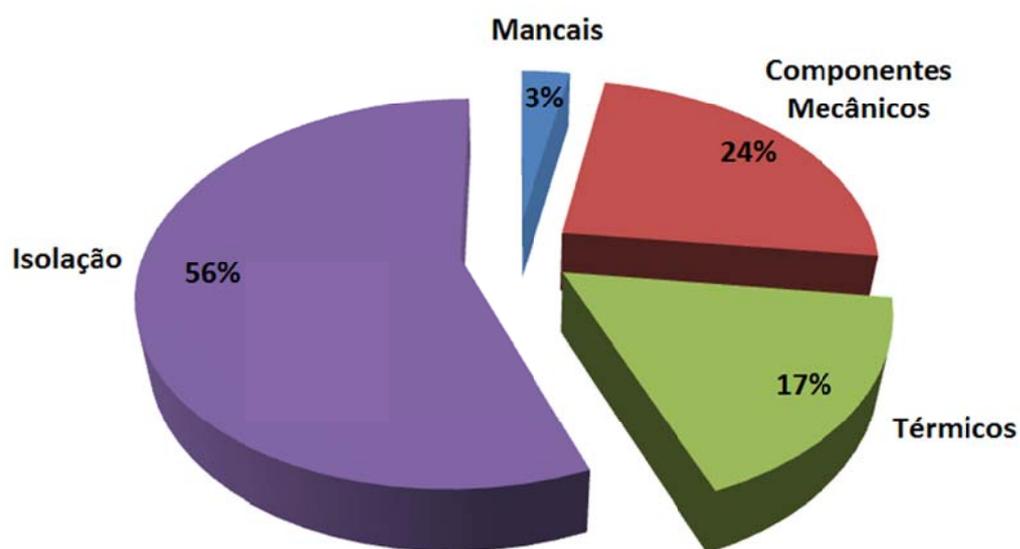


Figura 9 – Estatística de defeitos em hidrogeradores [16].

As causas raízes que conduziram a estes defeitos podem ser subdivididas em 7 grupos diferentes, donde pode-se concluir que o envelhecimento do material isolante

é a causa raiz mais significativa a provocar a quebra de uma grande máquina rotativa, como mostra a Figura 10.

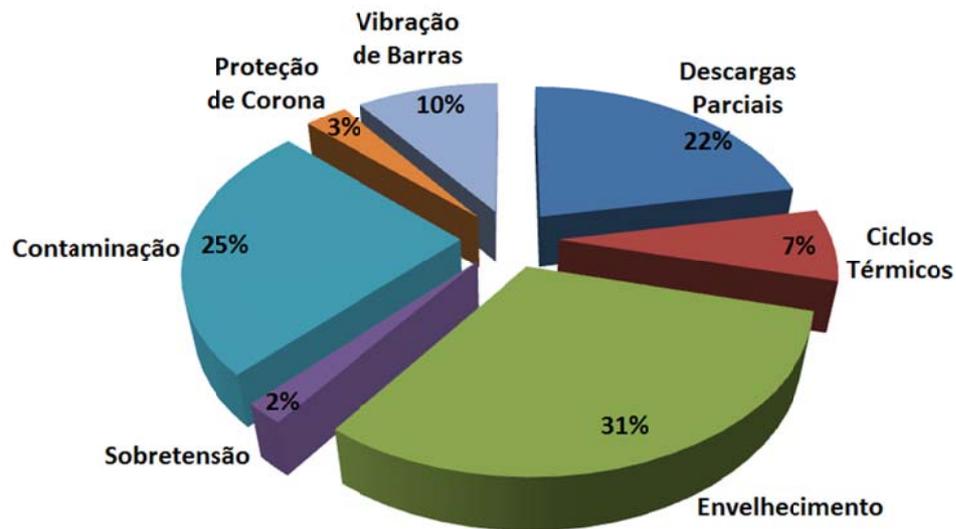


Figura 10 – Causas raízes dos defeitos observados em enrolamentos [16].

Embora a ruptura elétrica seja a causa final da falha do isolamento elétrico, a tensão aplicada não é o fator determinante no envelhecimento [15]. Ao contrário, acredita-se que o mecanismo de envelhecimento é dominado pela degradação térmica da resina isolante, vibração mecânica, impulsos oriundos de chaveamentos, e esforços provocados por diferentes coeficientes de expansão térmica dos materiais envolvidos.

Observa-se também que o envelhecimento sob esforços térmicos, mecânicos e elétricos, mostra um aumento da vida útil em temperaturas moderadas até 130 °C, e uma rápida redução da vida útil quando a temperatura é superior a 180 °C.

Naturalmente, estes fatos podem ser ao menos parcialmente explicados pelo aumento da degradação térmica do material orgânico e, por outro lado, pela redução da ação interna e quebra da camada de resina em altas temperaturas. Os esforços em sistemas de isolamento de máquinas elétricas também podem ser acidentais (curto-prazo) ou permanentes (longo-prazo), e estão diretamente ligados ao regime de operação.

Os esforços térmicos levam à redução mássica da isolação, redução de espessura e resistência da isolação à umidade, produzindo uma redução das propriedades elétricas e mecânicas.

Os esforços elétricos, normais ou acidentais, dão início ao desenvolvimento de descargas parciais, fraturas condutivas, piorando as características elétricas do isolamento e sua degradação até à falha. Os esforços mecânicos entre condutores, condutores e núcleo, e chapas do núcleo, determinam a abrasão da isolação e delaminação, provocando quebra em seu interior, tornando-os susceptíveis a falhas da isolação.

A solicitação ambiental com a incidência de oxigênio, umidade, radiação, e outros aumentam as reações químicas e iniciam novas reações de degradação da isolação [17].

A análise das ações de degradação de sistemas de isolamento ao longo do tempo demonstra o início do desenvolvimento de três fenômenos mais ou menos distintos: envelhecimento, degradação e falha. A falha da isolação, seja elétrica, térmica ou eletromecânica, é manifestada pelo início de canais microscópicos com alta condutividade elétrica [18].

Estes canais atravessam a isolação entre condutores provocando a perda do isolamento. A degradação e envelhecimento da isolação são fenômenos que facilitam a perda do isolamento, mas que não são claramente separados. Uma análise destes fenômenos é apresentada em [19], dependendo da intensidade de campo elétrico e duração, assim como as dimensões, duração e seus efeitos.

A Figura 11 mostra uma escala de tempo aproximada da ação destes fenômenos [20].

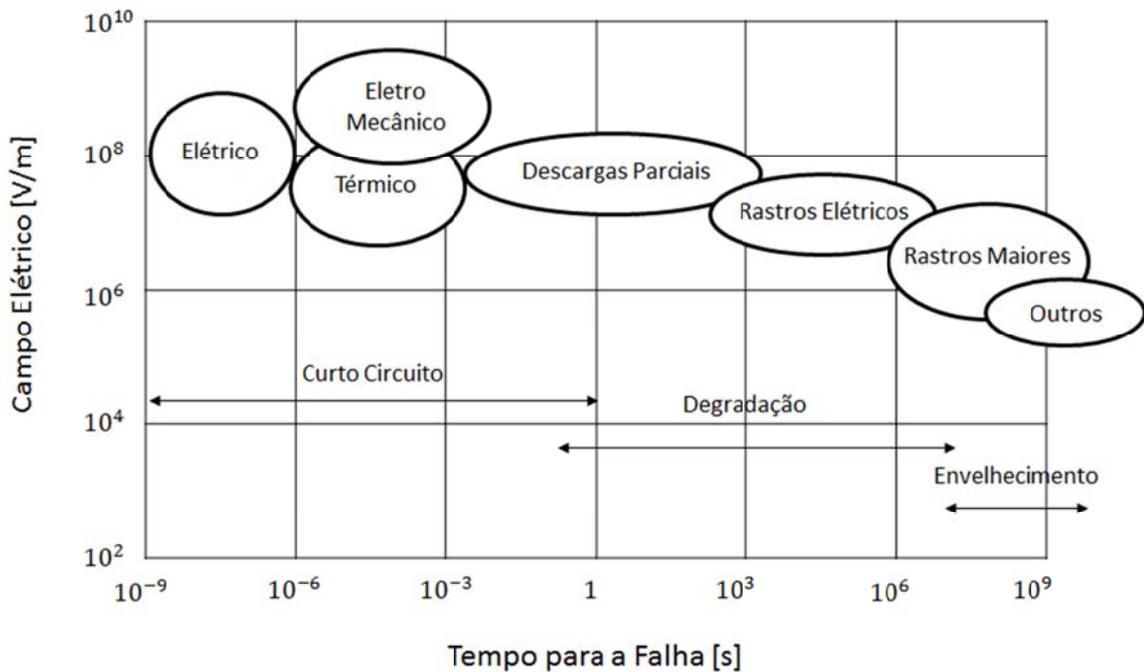


Figura 11 – Escala de tempo associada a fenômenos de falha.

A Tabela 2 mostra as características de ruptura, degradação e envelhecimento [20]. A diferença fundamental entre o fenômeno de degradação e de ruptura consiste no fato de que a degradação é um processo que ocorre ao longo de um grande período de tempo, enquanto a falha é um processo que ocorre subitamente e é catastrófico, de modo que a isolação fica completamente inutilizável após a falha. Por exemplo, a degradação pode ser causada pelo desenvolvimento de fraturas que podem levar horas, dias, meses ou até mesmo anos, até que ocorra a falha da isolação [21].

Mesmo através da influência do processo de envelhecimento sobre o isolamento, a deterioração é menos clara. É amplamente aceito que o tempo de ruptura diminui com a intensidade e tempo de aplicação do campo elétrico aumenta. Por outro lado, o envelhecimento é considerado um processo que desenvolve em escala molecular [22], [23].

Vários tipos de esforços podem deteriorar a isolação de um equipamento ao longo do tempo [24]. Como observado anteriormente, os mecanismos de envelhecimento incluem a elevação de temperatura principalmente devido ao carregamento do equipamento, tensão elétrica aplicada e esforços mecânicos, modo de operação, falhas internas, condições mecânicas, vibração e contaminação.

Tabela 2 - Características de ruptura, degradação e envelhecimento.

Processo/Característica	Ruptura	Degradação	Envelhecimento
Evidência	Observação direta e visual de furo através da isolação.	Observável diretamente, pode requerer microscópio ou técnicas químicas.	Difícil de ser observado, pode inclusive ser difícil provar sua existência.
Dimensões	Da ordem de milímetros.	Da ordem de micrômetros, podendo formar grandes estruturas.	Da ordem de nanômetros, em escala molecular.
Velocidade	Rápido, ocorre em menos de 1 segundo.	Da ordem de horas a anos.	Processo contínuo ao longo de toda a vida útil do equipamento.
Efeito	Provoca destruição da isolação	Reduz a tensão de ruptura.	Reduz a isolação, mas não leva à ruptura.
Exemplos	Térmica, elétrica, mecânica, e múltiplas.	Descargas parciais, fraturas elétricas, fraturas eletroquímicas.	Oxidação, delaminação, alterações eletroquímicas.

A Figura 12, mostra que para a tentativa de avaliação da vida remanescente do enrolamento, o somatório de vários fatores devem ser considerados:

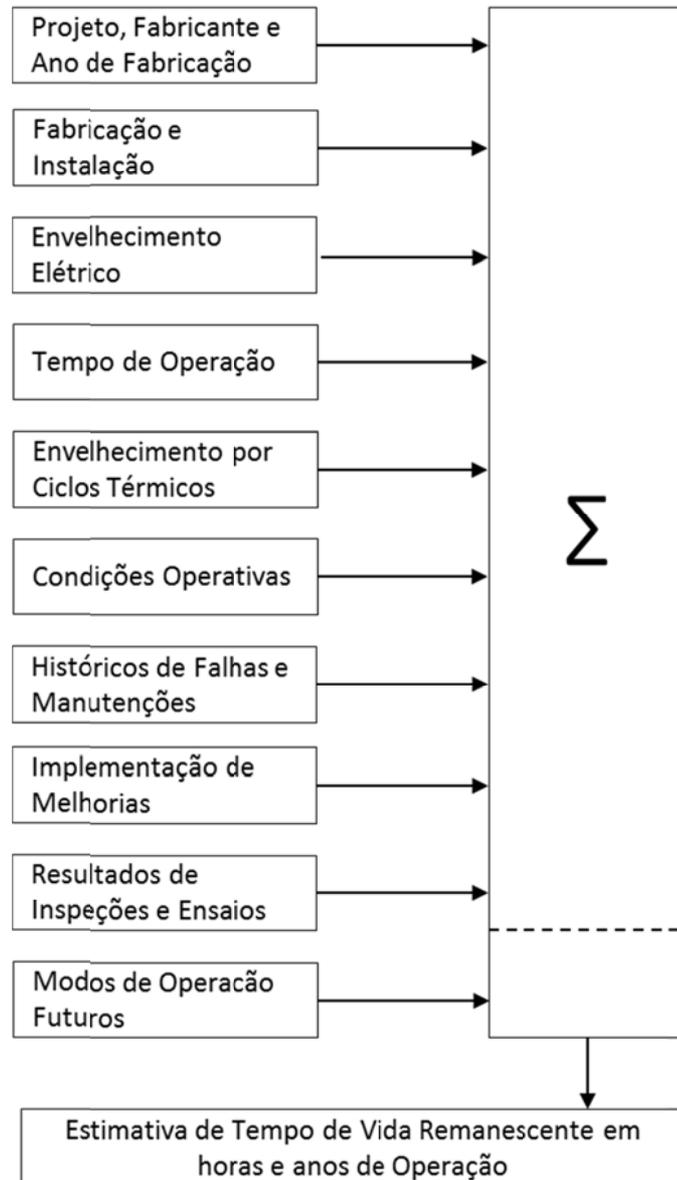


Figura 12 – Fluxograma para a determinação de tempo de vida útil remanescente de enrolamentos estáticos [25].

Alguns fatores, apesar de serem causadores de falhas, não influenciam diretamente na redução da vida útil em virtude de serem reparáveis e, quando executadas as devidas manutenções, retornam com o equipamento à sua condição quase original.

Outros, entretanto, são difíceis ou quase impossíveis de serem reparados em manutenções de rotina ou mesmo em grandes paradas de unidade e, desta forma,

sua ocorrência e evolução caracterizam claramente que o enrolamento está perdendo a característica ou sua função de projeto.

A questão da degradação e perda de vida do isolamento do estator de geradores devido à ação de múltiplos fatores (multi agentes) também é analisada em [26]. Neste caso, barras do estator de um gerador de 300 MW, 18 kV, foram usadas em um sistema de envelhecimento acelerado sob a ação de múltiplos fatores, combinando efeitos térmicos, elétricos, vibração mecânica, e termomecânica. Foram medidos descargas parciais e fator de perdas durante os testes, a fim de avaliar a degradação da vida-útil do sistema de isolamento. Ao final dos testes foi aplicado um teste destrutivo com o objetivo de identificar a tensão de ruptura residual, a qual se adaptou muito bem a uma distribuição Weibull. As mudanças nos parâmetros não destrutivos indicaram que a degradação da parede da isolamento, formatos de bolhas. A análise do fator de dissipação, parâmetros de descargas parciais e tensão de ruptura, mostrou que a assimetria das descargas médias teve a melhor correlação com a tensão de ruptura.

A seguir são descritos alguns destes modos de falha e envelhecimento.

2.3.1. Envelhecimento Térmico

O modo de falha envelhecimento térmico, ou deterioração térmica, possivelmente é o principal causador de falhas no enrolamento do estator relacionadas ao final de vida útil do equipamento.

O envelhecimento geralmente acontece devido a uma grande variedade de processos, dependendo do material utilizado para o isolamento e do ambiente de operação a que o gerador está normalmente submetido.

O processo de deterioração é essencialmente uma reação química de oxidação onde, em temperaturas suficientemente altas, o material aglutinante químico entre as partes orgânicas do isolante eventualmente quebram devido às vibrações térmicas induzidas pelo material condutor. Quando estas fissuras acontecem, o oxigênio se junta a este aglutinante alterando a cadeia de polímeros, tornando o material mais frágil a esforços mecânicos e a capacidade de manter unidas as camadas do isolamento.

Esta redução da capacidade de aderência também entre o isolamento principal e o entre espiras permite que as camadas de fita de mica comecem a se separar, resultando em delaminações e, em consequência, o surgimento de descargas parciais.

Em enrolamentos mais antigos que utilizam materiais termoplásticos como aderente (como o asfalto) existe ainda outro componente de falha. Durante a operação normal a temperatura atinge níveis críticos para este tipo de material e o asfalto começa a ficar mais maleável. Isto leva a uma menor quantidade de material aderente e as camadas de mica começam a delaminar. Esta delaminação permite a vibração do material condutor e o aparecimento ou o acréscimo no nível de descargas parciais, como descrito anteriormente.

A velocidade deste envelhecimento térmico depende muito do material utilizado no sistema isolante. Como foi descrito nos itens anteriores, cada tipo de material isolante tem sua específica capacidade térmica e quanto mais próximo for a temperatura de operação ao limite térmico de cada classe, mais rapidamente será a evolução do processo de envelhecimento.

Experiências mostram que para cada 10° C de acréscimo da temperatura de operação, a vida térmica do material isolante será reduzida em torno da metade ou, mostrando de outro ponto de vista, se o isolante é utilizado na temperatura nominal da classe (155° C para a classe F, por exemplo) é esperado que uma significativa deterioração acontecerá após poucos anos de operação. Se a operação do material isolante acontece a temperaturas 30° C menores que a nominal da classe, então a vida útil pode se prolongar por volta de oito vezes mais, aproximadamente de 25 a 30 anos.

A verificação deste modo de falha deve ser realizada por inspeções visuais durante as paradas para manutenções preventivas e podem aparecer também em resultados de ensaios.

Em enrolamentos que utilizam base asfáltica, inspeções visuais podem verificar que o isolamento se torna maleável e o material asfáltico pode chegar ao ponto de começar a se desprender da bobina e se depositar na base do gerador. Esta delaminação tácita é mais complicada de se verificar em máquinas que utilizam

termoplásticos e, quando começam a serem perceptíveis ao tato, a degradação já está em níveis críticos.

Nos ensaios, a redução do valor da capacitância e aumento dos valores de fator de potência e níveis de descargas parciais com o tempo é um sinal deste envelhecimento. As características específicas destes ensaios são detalhadas posteriormente.

2.3.2. Ciclos de Carga

Também conhecido por ciclo térmico, este modo de falha é mais perceptível em grandes geradores que são submetidos a muitas partidas e paradas ou grandes variações rápidas de carga.

Muito parecido como o modo de falha comentado anteriormente, este também possui algumas variações e também é dependente do processo de fabricação e do material utilizado na composição do sistema isolante.

Durante o processo de elevação e redução de carga, se esta variação é realizada de maneira muito rápida ou por várias vezes, ocorre uma delaminação do sistema isolante em função do aquecimento desigual dos componentes do gerador.

Quando o gerador parte do início de operação para a carga nominal em poucos minutos, as perdas pela resistência interna do cobre condutor rapidamente elevam a temperatura deste componente. O elevado coeficiente de expansão térmica do cobre causa uma expansão na direção axial, entretanto o coeficiente térmico e o aquecimento do material isolante não acompanha esta expansão causando uma tensão entre estes dois componentes. De forma semelhante acontece este estresse entre a superfície externa do material isolante e o núcleo magnético dentro da ranhura. De forma inversa e em grau relativamente menor, acontece esta diferença de expansão axial durante a variação negativa de carga, também em função dos diferentes coeficientes térmicos característicos de cada material.

Apesar dos projetos suportarem e serem concebidos para estas variações de carga e alguns ciclos não serem capazes de ocasionar algum dano, muitos ciclos durante a vida do isolamento certamente fadigarão o componente fixador das camadas de material isolante, acelerando o processo de delaminação das camadas. Este

processo também influencia na fixação das barras nas ranhuras do núcleo, podendo surgir vazios entre o cobre e as lâminas do pacote magnético, ocasionando o aparecimento ou o aumento do nível das descargas parciais.

Assim como na deterioração pela temperatura, os sintomas podem ser verificados visualmente através de inspeções, onde se verifica que o isolamento vai se tornando “fofo” ou macio. E através dos ensaios com a variação do valor de capacitância e níveis de descargas parciais.

Este problema de ciclos de carga não era muito comum no passado. Com a operação centralizada pelo ONS e da variação significativa da carga no sistema interligado, muitos hidrogeradores estão sendo retirados do sistema quase que diariamente. Este aumento significativo dos ciclos de funcionamento tem se tornado uma preocupação muito grande para as empresas concessionárias não só pela degradação do sistema isolante como descrito acima, mas por outros sistemas envolvidos no processo de partida e parada da unidade.

2.3.3. Vibração de Barras nas Ranhuras

Este modo de falha geralmente está relacionado a geradores fabricados de maneira convencional, ou seja, utilizando isolante a base de epóxi (barras ou bobinas pré-formadas) com o processo de cura já finalizado antecedendo a montagem no núcleo e utilizando o processo de fixação através de cunhas e contra cunhas nas ranhuras do pacote magnético.

Assim como o processo de envelhecimento pela temperatura, as falhas verificadas em função desta movimentação das barras dentro das ranhuras do núcleo magnético são elevadas se consideradas estatisticamente.

Durante a operação normal, as barras ou bobinas do estator são submetidas a elevadas variações de força magnética provenientes da excitação do campo magnético girante do rotor. Estas forças magnéticas tendem a movimentar as barras axialmente (no sentido de topo e fundo) dentro da ranhura. Se a fixação das barras foi projetada e realizada da maneira adequada, esta movimentação se torna quase imperceptível e não causará dano algum à porção do material condutivo e do isolante que está dentro da ranhura. Como descrito anteriormente, o projeto de

fixação de barras ou bobinas envolvem vários elementos com propriedades eletromecânicas específicas.

Como o núcleo magnético é formado por lâminas, por mais que durante a montagem das lâminas seja feita de maneira cuidadosa, algumas reentrâncias de lâminas evidenciam-se dentro da ranhura formando dentes. Uma pequena vibração relativa das barras dentro da ranhura pode causar desgaste das camadas externas de material das barras, primeiramente da camada condutiva e, dependendo do grau de vibração, até das camadas mais internas de material isolante.

A maneira mais usual de verificar se as barras estão se movimentando dentro das ranhuras é com inspeção durante as paradas sistemáticas. A perda das camadas externas pela fricção no núcleo gera um pó característico que pode ser encontrado incrustado dentro dos dutos de ventilação.

A medição de descargas parciais em níveis de carga diferentes também pode indicar este sintoma. Se houver movimentação das barras, o nível de descargas aumenta com o aumento da carga do gerador.

Outro teste que é muito realizado é o teste de batimento das cunhas de ranhura. Este teste consiste em verificar o travamento das cunhas em relação à contra cunha através da utilização de um martelo e considera o som obtido durante o batimento para definir se a cunha está com o travamento ideal. Apesar de muito utilizado atualmente e no passado, as alterações de projeto com a utilização de diferentes materiais e não mais utilização de contra cunhas para o travamento impedem ou dificultam esta verificação em função do som obtido.

2.3.4. Degradação da Proteção Semi Condutiva

Também conhecida como luva anti-corona, este componente tem como finalidade o aterramento das tensões superficiais nas cabeças de bobinas. A resistividade do material aplicado é não linear e varia de acordo com o estresse elétrico ao qual está submetido. Geralmente são utilizadas fitas ou tintas como componente de aplicação do sistema que deve estar eletricamente conectado aos sistemas de aterramento das barras no núcleo magnético. Como geradores com tensão nominal inferior a 6

kV não necessitam desta proteção, este modo de falha somente se aplica aos geradores com tensão superior ou igual a este valor.

As principais causas do aparecimento deste modo de falha estão relacionadas à falhas de projeto e de aplicação desta proteção durante a fabricação do gerador e à degradação natural do componente em função de alterações da característica do material com o tempo ou devido a temperaturas excessivas de operação.

Devido à tensão superficial das cabeças de bobinas, correntes elétricas fluem da parte mais afastada para o aterramento na ranhura no núcleo magnético. Se a resistividade do material começa a alterar muito e fica menor, nesta região circulará uma corrente maior e, devido às perdas por I^2R , um aquecimento localizado aparece degradando superficialmente ainda mais o material.

Durante inspeções visuais, este mecanismo de falha é facilmente identificado devido ao pó branco que se forma com estas descargas superficiais. Em medições de descargas parciais, uma componente específica do resultado do ensaio pode ser relacionada a este modo de falha.

3 CAPÍTULO 3

3.1. ENSAIOS APLICÁVEIS PARA A AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL

Existem diversos ensaios que periodicamente são realizados a fim de levantamento de dados para diagnósticos e também para avaliação da condição atual do estado do gerador para ser colocado em operação.

Neste item é feita uma breve descrição dos principais ensaios que comumente são realizados e podem ser utilizados para o levantamento de dados que auxiliam a elaboração de diagnóstico do gerador.

3.1.1. Resistência de Isolamento

De acordo com a IEEE Std 43-2000 [27], a definição da resistência do isolamento (RI) é o quociente da tensão direta aplicada através da isolação dividido pela corrente resultante total num determinado tempo. A corrente resultante total (I_T) é a soma de quatro correntes diferentes: fuga superficial (I_L), capacitância geométrica (I_C), condutância (I_G), e absorção (I_A).

O circuito equivalente com as diversas correntes presentes no teste de resistência de isolamento é mostrado na Figura 13.

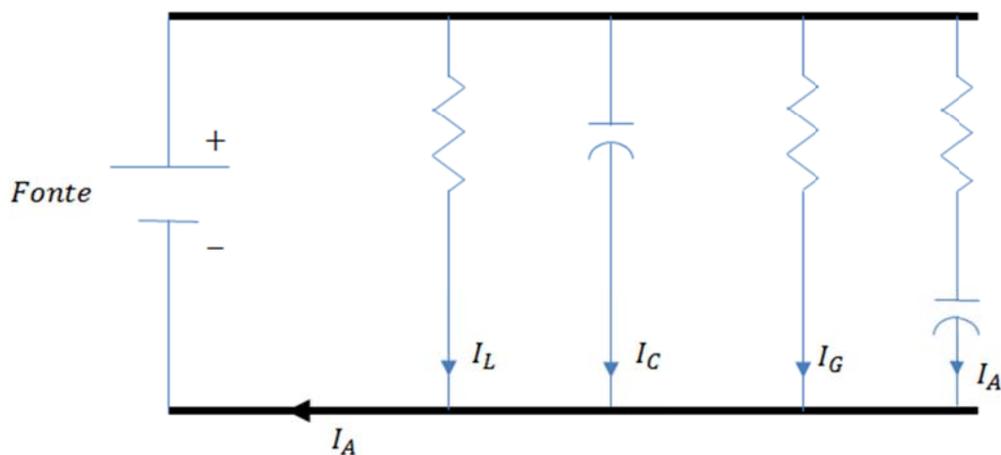


Figura 13 – Circuito equivalente mostrando as quatro correntes monitoradas durante um teste de resistência de isolamento [27].

A corrente de absorção (I_A) possui um componente devido à característica orientação das moléculas polares dos materiais impregnantes devido à passagem da corrente durante a aplicação da tensão CC. Outra componente aparece (especialmente em geradores com tensões nominais elevadas) em função dos elétrons se depositarem nas camadas de mica. Esta corrente de absorção possui uma característica e se comporta como num circuito resistivo capacitivo.

Como existe uma capacitância entre o cobre e o núcleo magnético, quando se aplica uma tensão contínua nesta capacitância, um grande valor de corrente inicial de carga flui e depois decai exponencialmente dependendo do valor da resistência. A variação de corrente de capacitância (I_C) pode conter algumas informações de diagnóstico.

A corrente de condução (I_G) se dá em função da condução de elétrons devido à pequenas falhas do isolamento e acúmulo de muita sujeira e humidade. Em projetos de materiais isolantes que utilizam mica-epoxy, o ideal é que esta corrente seja muito próxima do zero, o que não acontece em isolamentos antigos que utilizam materiais com base asfáltica.

A corrente de fuga superficial (I_L), assim como a própria definição já diz, é a corrente (contínua com o tempo) que circula pela superfície do isolamento. Quanto maior for esta componente, maior será o nível de contaminação da superfície do enrolamento.

O valor da resistência de isolamento é medido após 1 minuto de aplicação da tensão. Este tempo se dá em função da variação da corrente de capacitância nos primeiros instantes do teste. Como o valor de resistência é sensível à variação de temperatura, o valor a ser considerado deve ser corrigido para poder ser comparado com outras medições e referências de normas. A equação (1) mostra o comportamento do valor da resistência de isolamento em função da temperatura:

$$R_{40oC} = KR_{Medida} \quad (1)$$

Onde K é um coeficiente que depende da temperatura na qual foi realizada a leitura da resistência e definido, conforme a ANSI/IEEE Std. 43-1974, por:

$$K = 0,00635 e^{0,06895\theta} \quad (2)$$

e Θ a temperatura em Graus Célsius.

O valor mínimo da resistência da isolação é um valor extremamente subjetivo. Entretanto a maioria dos usuários de máquinas síncronas de grande porte adotam as recomendações postas, novamente na ANSI/IEEE Std. 43-1974. A Tabela 3 mostra os valores mínimos de resistência de isolamento após 1 minuto para enrolamentos estatóricos.

Tabela 3 – Valores Mínimos de Referência para a RI [27].

Valor mínimo de Resistência (M Ω) à 40° C	Tipo de Enrolamento
$RI_{1min} = kV + 1$	Para a maioria dos enrolamentos fabricados antes 1970
$RI_{1min} = 100$	Para a maioria dos enrolamentos fabricados após 1970
$RI_{1min} = 5$	Para máquinas com tensão nominal inferior a 1 kV

O valor da medição do valor de RI após 10 minutos de teste dividido pela medição após o primeiro minuto indica um valor denominado IP (índice de polarização), uma variação da medição da RI.

$$IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}} \quad (3)$$

Durante a aplicação da tensão nos 10 minutos, normalmente, o valor de RI rapidamente aumenta e tende a estabilizar e o resultado do IP pode ser usado para determinar a condição do isolamento.

O valor do IP geralmente representa o grau de limpeza e de umidade do enrolamento. A Figura 14 mostra a variação das medições de RI e IP para diferentes tipos de contaminação.

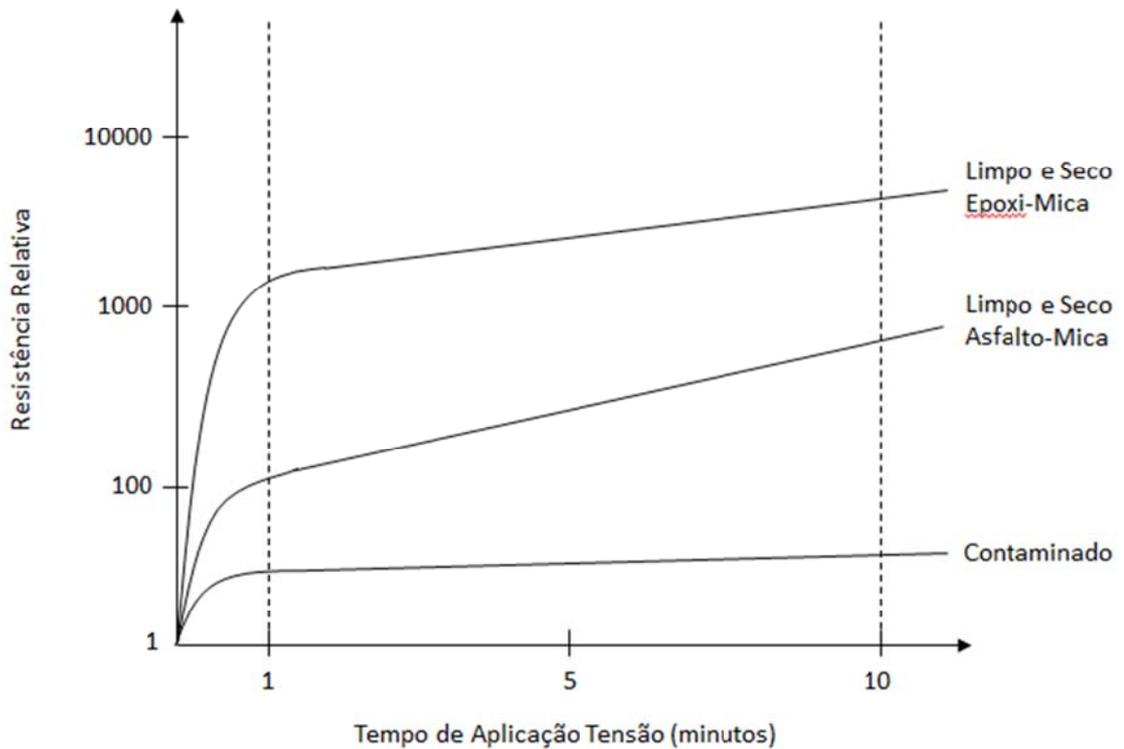


Figura 14 – Medição típica de resistência de isolamento para diferentes condições de contaminação [27].

A Tabela 4 mostra um indicativo com os valores mínimos aceitáveis de IP para algumas classes de materiais isolantes.

Tabela 4 – Valores Mínimos de Referência para o IP [27].

Classe de Temperatura	Valor Mínimo de IP
A	1,5
B	2
F	2
H	2

3.1.2. Medição do Fator de Potência do Isolamento e Tangente de Delta

A medição do fator de perdas, também conhecido como a medição do tangente de delta, é a medição das perdas dielétricas do material num sistema isolante.

É um dos principais ensaios utilizados pelos fabricantes e usuários de máquinas elétricas para assegurar a qualidade de equipamentos novos e, atualmente, é rotina fazer-se a medição periódica do fator de potência do isolamento dos equipamentos elétricos, para avaliação de seu comportamento ao longo dos anos.

Os valores medidos de tangente de delta indicam a distribuição das perdas por todo o sistema isolante e não permite a localização exata de algum ponto que esteja com problema.

Diferentemente do resultado das medições de resistência de isolamento, cujo valor puro pode indicar algum problema, as medições do fator de potência servem para compor um banco de dados de medições cuja evolução geralmente é analisada.

Assim como foi explicado no item anterior, todo dielétrico submetido a tensões CA de frequência relativamente baixas, apresentam uma corrente adiantada da tensão por um determinado ângulo devido às características resistivas e capacitivas inerentes de cada material, gerando correntes capacitivas e resistivas (I_c e I_r).

A relação I_r/I_c apresenta diferentes valores de acordo com a qualidade da isolação, isto é, valores crescentes com a sua degeneração. A esta relação chama-se de fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação.

Denomina-se ângulo de perdas dielétricas - representado pelo símbolo δ - o complemento do ângulo de defasagem φ existente entre a corrente e a tensão, para um circuito capacitivo.

Quanto maior a potência dissipada no dielétrico, convertendo-se em calor, menor será o ângulo de defasagem φ e maior o ângulo das perdas dielétricas δ , e sua função $\text{tg } \delta$. A Figura 15 mostra a relação entre estes ângulos e correntes.

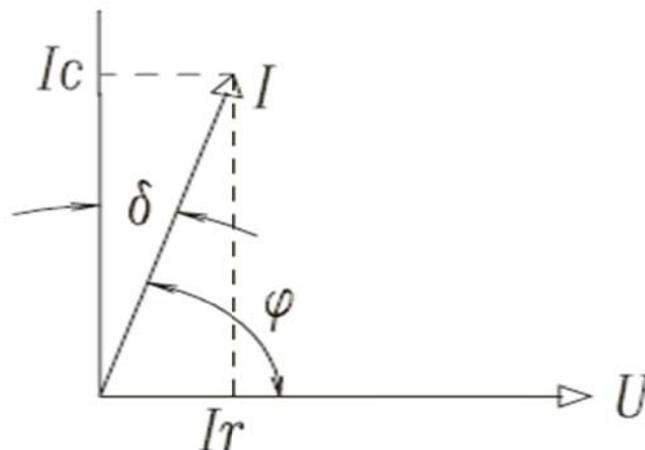


Figura 15 – Ângulos entre a Corrente Capacitiva e a Corrente Resistiva.

Considerando o ângulo δ trigonometricamente pequeno, tem-se o seu seno igual à tangente. Isto quer dizer que o fator de potência do isolamento é aproximadamente igual ao fator de perdas, $\tan \delta$. Assim, o fator de perdas ou fator de potência além de verificar a qualidade da isolação, permitirá também o acompanhamento de desempenho de um equipamento durante a sua vida útil, através da análise das variações ocorridas na sua isolação.

3.1.3. Avaliação de Descargas Parciais

De acordo com a norma IEC 60270 [28], a definição de descargas parciais é, em geral, a consequência de um estresse elétrico localizado no interior ou na superfície do material isolante. Geralmente estas descargas se apresentam como pulsos tendo a duração de não mais do que $1 \mu\text{s}$. [28]

As descargas parciais são pequenos arcos ou fagulhas elétricas que ocorrem em cavidades preenchidas de ar dentro ou adjacentes à isolação elétrica de alta tensão. Elas são chamadas “Parciais” uma vez que não há uma ruptura completa (que seria uma descarga total, ou curto-circuito), e ocorrem porque a rigidez dielétrica do ar (3 kV/mm) é menor que a isolação sólida ($\sim 300 \text{ kV/mm}$) que compõe a isolação dos enrolamentos estatóricos.

Assim como as medições de fator de potência, os resultados das medições de descargas parciais são comumente utilizados para compor o banco de dados de uma determinada máquina. Ou seja, os valores encontrados, apesar de existirem

banco de dados de medições em equipamentos semelhantes para comparação, não representam puramente o estado do material isolante e a tendência de evolução ao longo da vida útil do gerador é que deve ser considerada.

As medições são realizadas das seguintes formas:

- Medição “*Off-line*” – A medição é realizada com o gerador desconectado da rede. Neste ensaio a tensão aplicada ao enrolamento do estator é realizada por uma fonte regulada externa e a medição por um sistema de acopladores ligados ao instrumento de medição. Uma das principais desvantagens deste método é que não é possível coletar as descargas que ocorrem devido aos fatores relacionados com o funcionamento normal da unidade geradora como a temperatura normal de funcionamento e as vibrações características.
- Medição “*Online*” – Neste método o instrumento de medição é conectado, através de acopladores, ao barramento do enrolamento estático e as medições são realizadas durante o funcionamento do gerador com carga nominal pré-estabelecida. As medições podem ser realizadas de forma contínua, com o medidor permanentemente conectado ou de forma periódica, onde são realizadas por equipamento portátil com periodicidade geralmente semestral.

O sistema de medição de descargas parciais é capaz de medir a magnitude dos pulsos (tamanho ou volume dos vazios), a contagem de pulsos (número de vazios ou defeitos), a polaridade e a posição relativa dos pulsos na forma de onda da tensão de saída da máquina.

As medições geralmente consideram duas variáveis:

- Variável NQN - também conhecido como número de quantidade normalizada, o valor NQN é dado pela integração da área sob a curva positiva ou negativa no gráfico de altura do pulso. Note que diferentes valores de ganho resultarão em diferentes valores de NQN, pois as curvas se expandem quando se altera a escala do eixo x;
- Variável QM – ou o número de máxima amplitude, é definido como a maior amplitude de pulso de PD na taxa de repetição de pulsos de 10 pulsos por segundo. Isto é, o QM não leva em consideração o número de pulsos

detectados nas várias janelas de amplitude. Graficamente, o QM é dado pelo valor equivalente em mV para a quantidade de 10 pulsos por segundo.

A Figura 16 mostra um exemplo da representação das medições em um gráfico 2D.

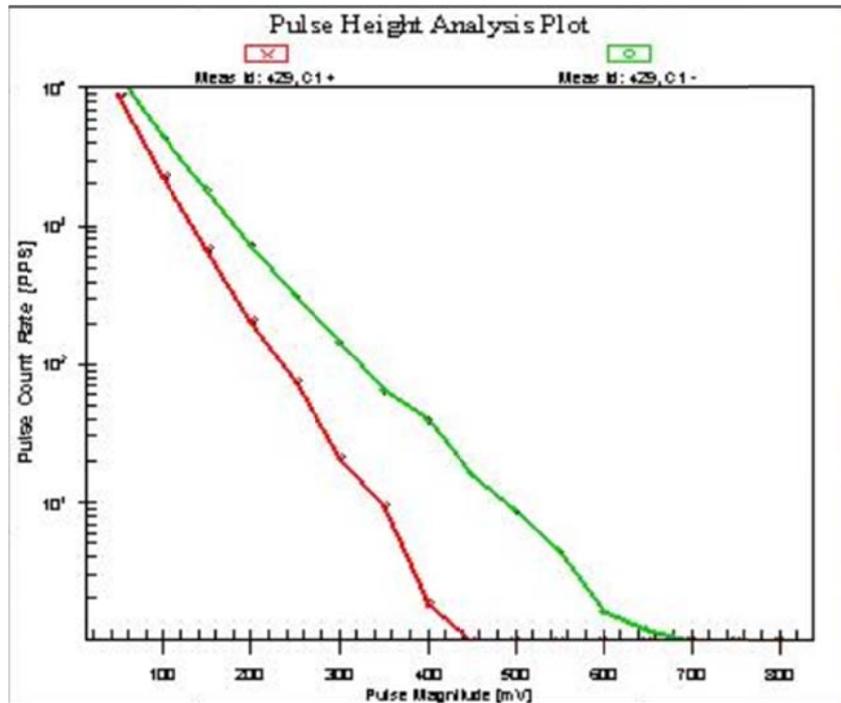


Figura 16 – Gráfico 2D de uma medição de descargas parciais.

O registro destas medições durante o ciclo de vida de um hidrogerador dá uma boa referência da evolução da quantidade de descargas e é um parâmetro significativo para a avaliação do estado e do envelhecimento do sistema isolante do enrolamento estático. A figura 17 e a tabela 4 mostram um exemplo do registro destas medições. É importante ressaltar que estas medições devem, preferencialmente, ser realizadas em padrões de carga e temperatura constantes.

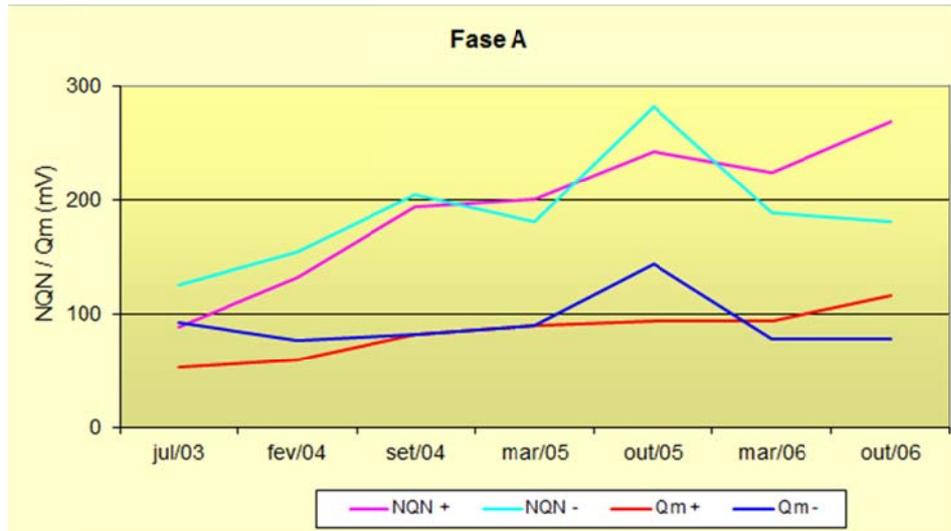


Figura 17 – Gráfico de evolução das descargas parciais ao longo do tempo.

Tabela 5 – Registro de medições de descargas parciais.

Unidade 3 - FASE B												
					C1				C2			
	MW	MVA _r	°C	kV	NQN+	NQN-	Qm+	Qm-	NQN+	NQN-	Qm+	Qm-
nov-98	117,56	-116,93	70	17,41	214	187	138	97	115	117	94	96
jun-00	139,88	17,55	71	17,41	218	407	136	226	211	64	136	74
nov-03	82,3	10,6	65	16,61	393	609	193	283	87	90	90	92
nov-04	119,98	15,14	64	16,87	353	0	164	261	90	98	74	67
fev-07	130,49	34,7	79	16,84	401	580	198	271	84	62	89	70
out-10	119,9	8,6	78	16,53	475	547	233	246	78	84	86	89
mai-11	120	9,7	72	16,55	575	724	280	330	79	88	86	91
fev-12	120,00	7,50	74	16,49	590	620	289	282	80	85	87	89

Algumas análises podem ser realizadas com estas medições, como a localização aproximada da ocorrência das descargas (interna ou externamente à barra) e se caracterizam problemas como a laminação do material isolante ou a deterioração do sistema de alívio de pressão, etc. Diversos trabalhos têm sido realizados no intuito de modelagem dos sinais de descargas e correlação dos modelos com algumas destas falhas [29], [30].

3.1.4. Inspeções Visuais

Assim como descrito nos itens anteriores, as inspeções são fundamentais para a avaliação do estado do gerador e podem ser descritas como complementação aos ensaios.

Talvez o mais completo mas também o mais complicado diagnóstico que pode ser realizado em um gerador. O mais completo porque, dependendo do nível de desmontagem durante a inspeção (um dos vários complicadores), é possível verificar a maioria dos problemas diagnosticados em outros ensaios como, sujidade, degradação de componentes (luvas, amarrações, cunhas, etc.), avaliação do estado de luvas anticorona e pontos de corona, dentre outros.

A experiência do corpo técnico responsável por estas verificações é de fundamental importância para que se tenha um trabalho bem confiável e que possíveis problemas não passem despercebidos, podendo inclusive a levar à conclusões totalmente errôneas sobre o estado da máquina.

Devido à grande gama de problemas e pontos a verificar, uma lista destes itens deve ser realizada, dependendo do nível de desmontagem, para que sejam providas as ferramentas necessárias e os profissionais adequados para cada atividade.

A seguir uma lista de verificações que deverão ser consideradas:

- Degradações elétricas e mecânicas dos componentes;
- Nível e tipo de sujeira depositada;
- Desobstruções dos dutos de ventilação;
- Objetos estranhos;
- Sinais de vibração em cabeças de bobinas;
- Estado de amarrações e calços das cabeças de bobinas e anéis de surto;
- Sinais de aquecimentos;
- Condição e sinais de desgaste em luvas anticorona;
- Sinais de movimentação de barras e componentes;
- Avaliação das cunhas.

Alguns itens possuem níveis de desgaste que podem ser monitorados e acompanhados, mas na grande maioria dos itens verificados, utiliza-se como critério de aceitação a experiência do profissional envolvido, outro grande dificultador destas inspeções.

3.2. Modelagem Estatística De Falhas e Conceitos de Confiabilidade

As funções gerais da confiabilidade relacionadas ao tempo de falha são a função de densidade de falha, $F(t)$; a função de densidade de probabilidade, $f(t)$; a taxa de falha, $\lambda(t)$; a taxa de falha acumulada, $H(t)$; e a Vida Útil Remanescente, $\mu(t)$. Esses eventos relacionados com o tempo de vida podem ser representados por distribuições de probabilidade de diferentes tipos, como exponencial, normal, log-normal, Weibull.

Em confiabilidade, a variável aleatória estudada é o tempo até a ocorrência da falha. Esta variável é do tipo contínua, não negativa e está associada a uma distribuição de probabilidade [31]. Seis funções matematicamente equivalentes podem ser usadas para descrever a distribuição da vida útil (ou tempo de falha) sendo que cada uma delas inequivocamente determina as outras cinco. As equações para a distribuição de Weibull e suas transformações podem ser consultadas em [12].

É importante conhecer algumas relações matemáticas entre essas funções.

$$\text{Densidade (pdf): } f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dS(t)}{dt} \quad (4)$$

$$\text{Falha (cdf): } F(t) = \int_0^t f(z)dz \quad (5)$$

$$\text{Sobrevivência: } S(t) = \int_t^{\infty} f(z)dz = 1 - F(t) \quad (5)$$

$$\text{Taxa de falha: } \lambda(t) = \frac{f(t)}{S(t)} = -\frac{d}{dt}(\log S(t)) \quad (6)$$

$$\text{Taxa de falha acumulada: } H(t) = \int_0^T \lambda(t) dt = -\ln(1 - F(t)) \quad (7)$$

$$\text{Vida Útil Remanescente (VUR): } \mu(t) = \frac{\int_t^{\infty} S(z) dz}{S(t)} \quad (8)$$

A taxa de falha descreve a frequência instantânea de falha. Já a taxa de falha acumulada é interpretada como a probabilidade de falha no tempo t , dado que a amostra sob estudo sobreviveu até o tempo T . A Vida Útil Remanescente ou Residual (VUR) também pode ser calculada, sendo importante em planejamento de manutenção. Existe aqui um problema de taxonomia que gera confusão devido ao

termo “rate” em Inglês, pois a taxa de falha (“*failure rate*”) representa o número de falhas ocorridas em determinado período, que difere da probabilidade do equipamento estar falhado (“*forced outage rate*”).

A representação gráfica da função densidade de probabilidade $f(t)$ é exemplificada pela Figura 18, onde também visualizam-se as funções de probabilidades acumuladas de falha $F(t)$ e de sobrevivência $S(t)$, áreas à esquerda e à direita de t sob a curva $f(t)$.

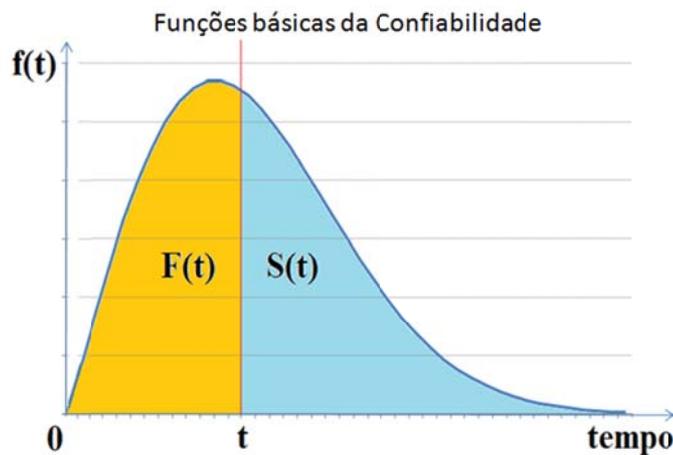


Figura 18 – Função densidade de probabilidade hipotética
Adaptado de [33].

A distribuição de Weibull pode ser escrita de uma forma mais ampla com três parâmetros, mas pode ser definida por dois ou por apenas um parâmetro assumindo algumas premissas [32]. As equações gerais para a densidade e a taxa de falha são:

$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^\beta} \quad (10)$$

$$\lambda(t) = \left(\frac{\beta}{\alpha} \right) \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (11)$$

Sendo:

$$\begin{aligned} f(t) &\geq 0, t \geq 0 \text{ ou } \gamma \\ \beta &> 0, \quad \alpha > 0 \\ -\infty &< \gamma < +\infty \end{aligned}$$

α = parâmetro de escala ou vida característica

β = parâmetro de forma ou inclinação

γ = parâmetro de localização ou período sem falha

Fazendo $\gamma = 0$ obtém-se a distribuição de Weibull de dois parâmetros. Se o $\beta = C =$ constante, tem-se a distribuição com um parâmetro (α).

Uma vez conhecidos os parâmetros da distribuição, podem ser calculadas outras quantidades de interesse estatístico aplicando a análise descritiva envolvendo a média e a variância usando a função Gama (Γ). As expressões usadas são as seguintes:

$$\text{Gama: } \Gamma(k) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{k-1} dx \quad (12)$$

$$\text{Média: } \bar{T} = \gamma + \alpha \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \quad (13)$$

$$\text{Variância: } \sigma^2 = \alpha^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)^2 \right] \quad (14)$$

$$\text{Mediana: } \check{T} = \gamma + \alpha(\ln 2)^{\frac{1}{\beta}} \quad (15)$$

$$\text{Moda: } \tilde{T} = \gamma + \alpha\left(1 - \frac{1}{\beta}\right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (16)$$

Em análise de vida útil utilizando a função de Weibull, também são usados modelos de mistura ou combinação de funções para representar os períodos diferentes da vida de um equipamento. O modelo teórico mais conhecido é o da “Curva da Banheira” (Figura 19), com as seguintes características:

- Período de falhas prematuras ou mortalidade infantil: apresenta taxa de falha decrescente e parâmetro $\beta < 1$ (característico de componentes eletrônicos e mecânicos);
- Período de vida útil: apresenta taxa de falha aproximadamente constante e parâmetro $\beta = 1$. Observam-se falhas aleatórias que podem ser contornadas com práticas de manutenção, ou seja, a função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas reparáveis que ocorrem neste período;
- Período de desgaste ou fim de vida: apresenta taxa de falha crescente e parâmetro $\beta > 1$. Para $1 < \beta < 4$ observa-se o início do período de envelhecimento ou envelhecimento prematuro e para $\beta > 4$ constatam-se falhas por desgaste e fim de

vida útil. A função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas não reparáveis que ocorrem neste período;

O modelo de curva da banheira representa os três períodos de falha em função do parâmetro de forma (β) [9].

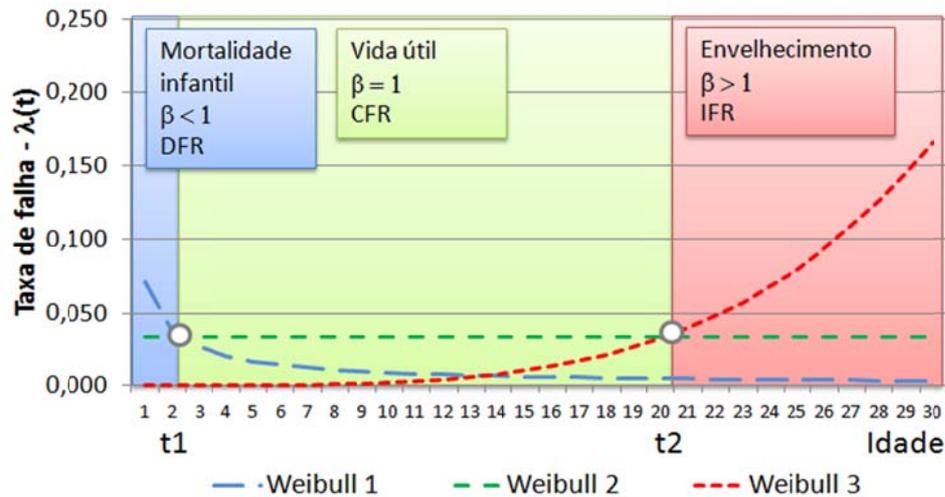


Figura 19 – Modelo de Curva da Banheira [33].

No caso particular de mesmo α para a família de curvas, com $\beta < 1$, $\beta = 1$ e $\beta > 1$, tem-se que: as curvas da função de falha acumulada cruzam no mesmo ponto (α , $0.632 \cdot F(t)$) como na Figura 20 e as funções de densidade de probabilidade de falha tem no intervalo de tempo onde $0 < t < \infty$, para $\beta = 1$, $\alpha = \text{MTTF}$, $f(0) = 1/\alpha$ e $f(\alpha) = 0.368/\alpha$ e para $\beta > 1$, $\alpha = \text{vida característica}$, como na Figura 21. Ou seja, para a família de curvas com o mesmo α , $\text{MTTF} = \text{Vida característica} = \alpha$.

Os modelos de confiabilidade para sistemas elétricos de potência no geral levam em consideração dois modos de falha, o reparável e o não reparável. O primeiro tem uma taxa de falha constante, uma vida característica e um tempo médio de reparo. O segundo tem taxa de falha crescente e não tem tempo de reparo uma vez que o componente falhado é retirado definitivamente de operação [31].

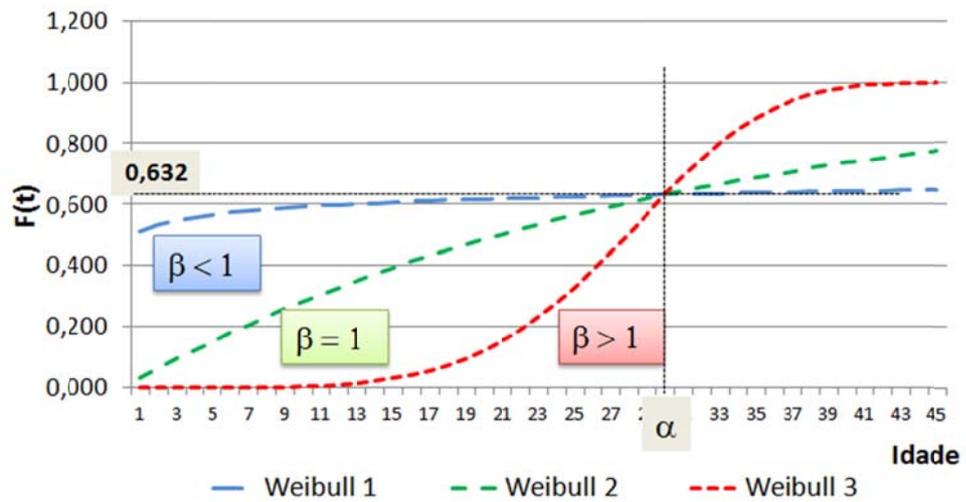


Figura 20 – Funções de Confiabilidade de Weibull: Falha Acumulada
Adaptado de [33].

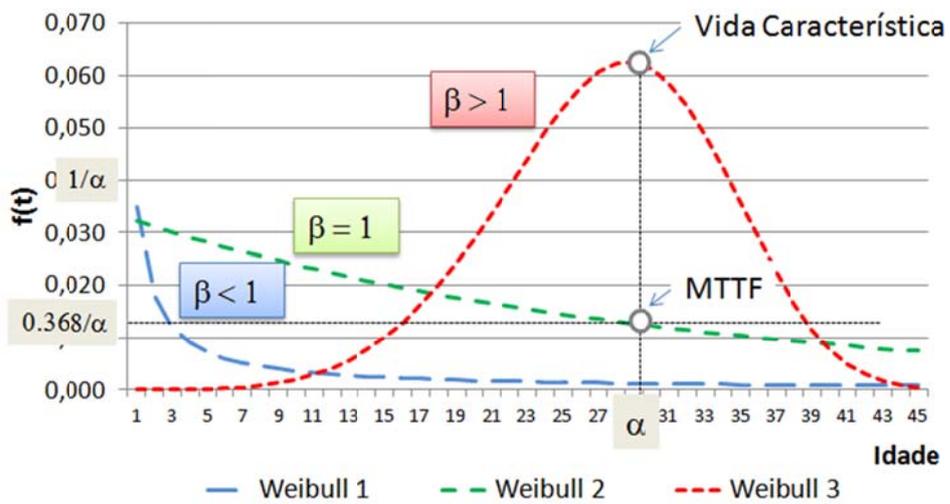


Figura 21 – Funções de confiabilidade de Weibull: Função de densidade
Adaptado de [33].

CAPÍTULO 4

Neste capítulo são apresentados os resultados de uma avaliação criteriosa do levantamento de registros de dados de falhas no isolamento do estator dos geradores do parque da CEMIG e uma análise de ensaios, inspeções, verificações e dados de falhas de uma usina específica durante os seus 44 anos de funcionamento e que foi caracterizada como em final de sua vida útil.

4 APLICAÇÃO DOS ESTUDOS NO PARQUE GERADOR DA CEMIG

4.1. Avaliação Estatística do Parque Gerador CEMIG

A Cemig-GT possui um parque gerador hidráulico com geradores operando desde 1914, havendo ainda um número significativo de unidades que iniciaram a operação em 1959, estes atualmente quase atingem duas vezes a expectativa de vida regulatória.

A Figura 22 mostra um histograma de frequências de entrada em operação dos geradores da CEMIG GT, considerando unidades por ano de instalação.

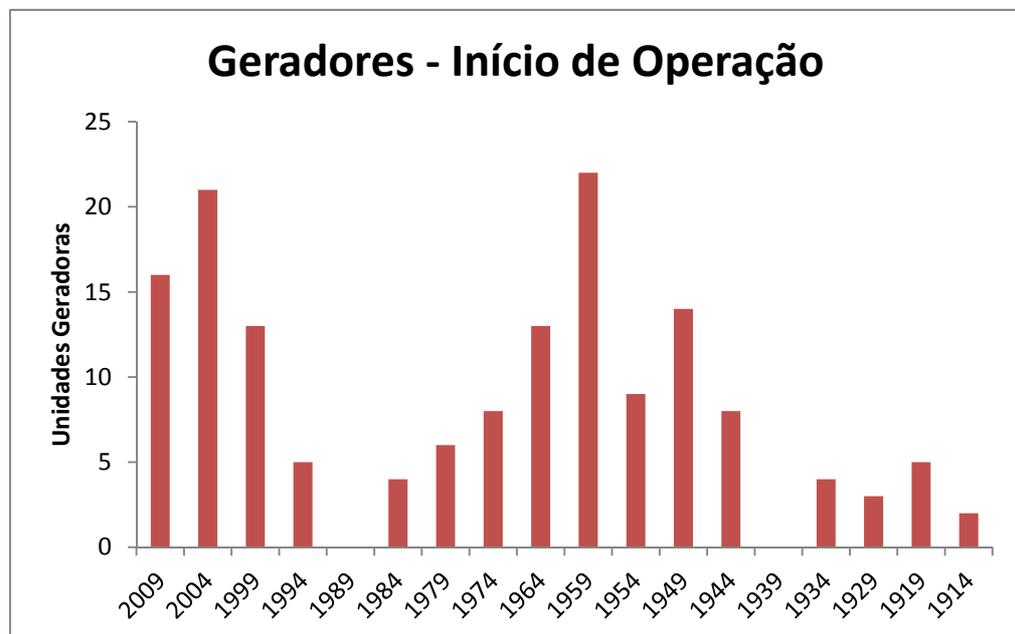


Figura 22 - Ano de Entrada de Operação dos Geradores.

A Figura 23 mostra a quantidade de falhas observadas na amostra e os anos em que estes geradores iniciaram a operação comercial.

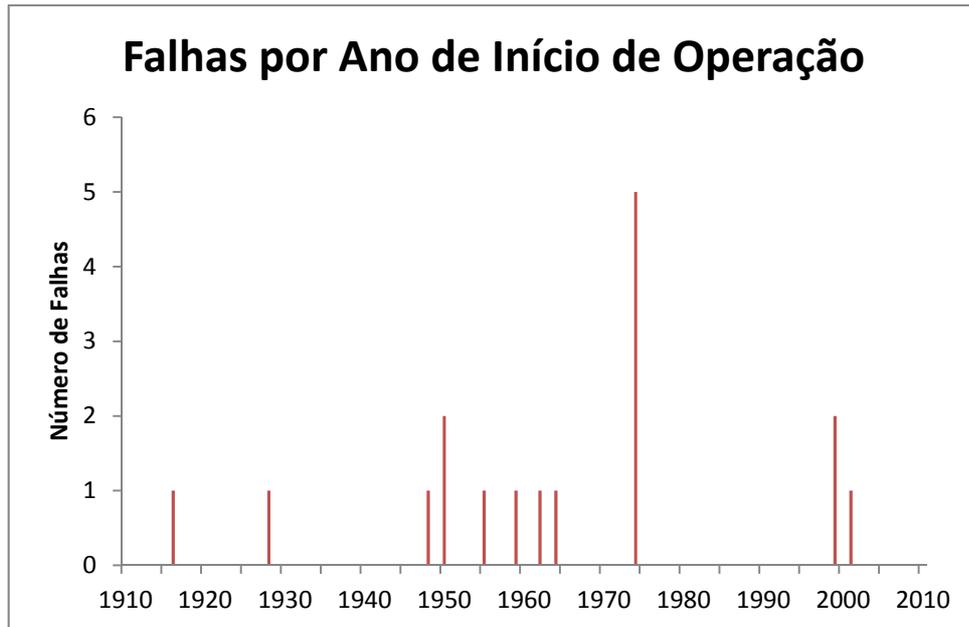


Figura 23 - Número de Falhas por Ano de Início de Operação.

A análise proposta por [33], desenvolvida para equipamentos de distribuição, foi adaptada para as falhas verificadas nos geradores do parque da CEMIG GT durante o período de vida.

Apesar de ter-se uma pequena amostra dos dados de falha, com base no método de ajuste proposto, numa primeira análise da função de densidade de probabilidade de falha, tem-se parâmetros de forma e escala sendo: β_0 igual a 2 (distribuição de Weibull) e α_0 igual a 21,7 anos. As idades médias de falha dadas pelas distribuições são aproximadamente iguais há 19 anos, como exposto na Figura 24.

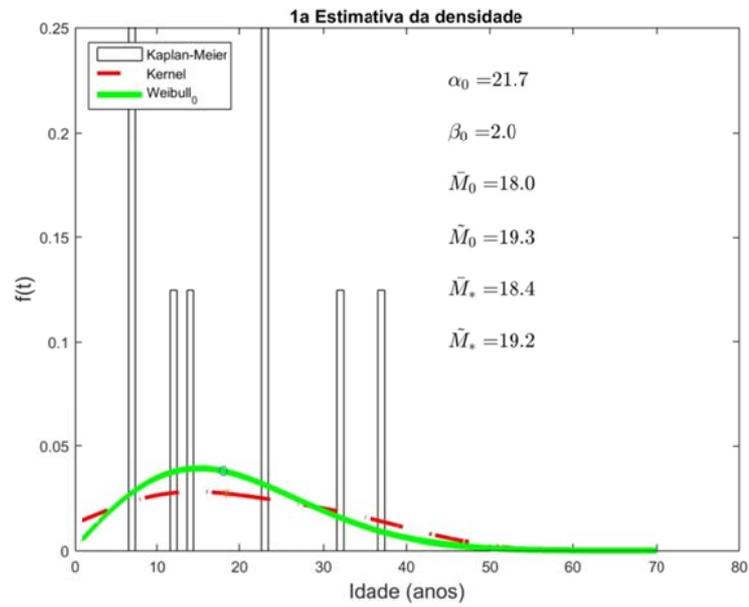


Figura 24 - Função densidade de probabilidade.

A Figura 25 e a Figura 26 mostram, respectivamente, a função de probabilidade acumulada de falha e a função complementar com a probabilidade acumulada de sobrevivência dos geradores.

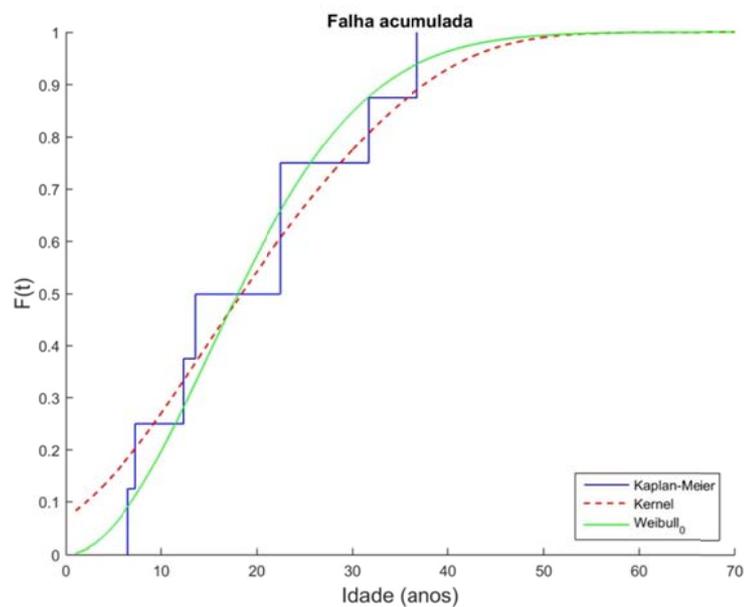


Figura 25 - Função probabilidade de falha acumulada $F(t)$.

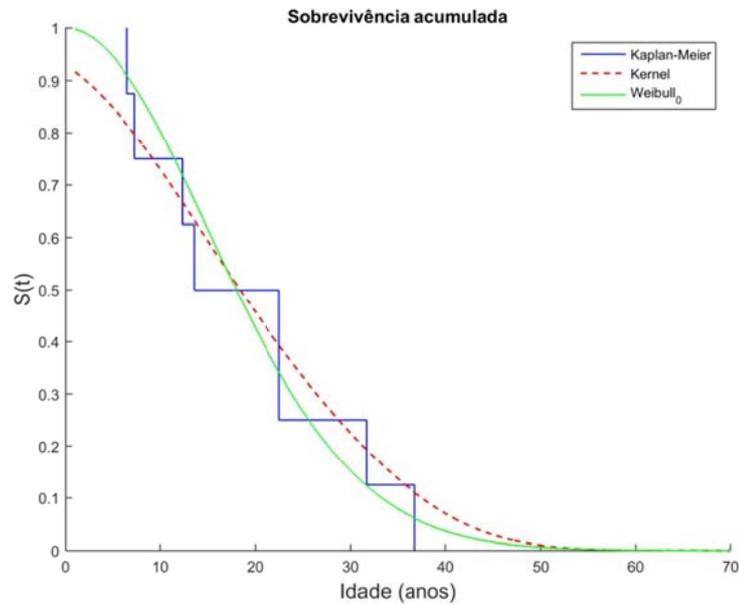


Figura 26 - Função de sobrevivência acumulada $S(t)$.

A função taxa de falha paramétrica foi calculada a partir dos seus parâmetros (α_0 e β_0) pela Equação (14) e a taxa de falha não paramétrica foi obtida pela aplicação da definição teórica sobre os dados usando a Equação (10). Nota-se na Figura 27 um deslocamento maior da taxa de falha não paramétrica indicando o ponto de inflexão onde há aumento da taxa de falha.

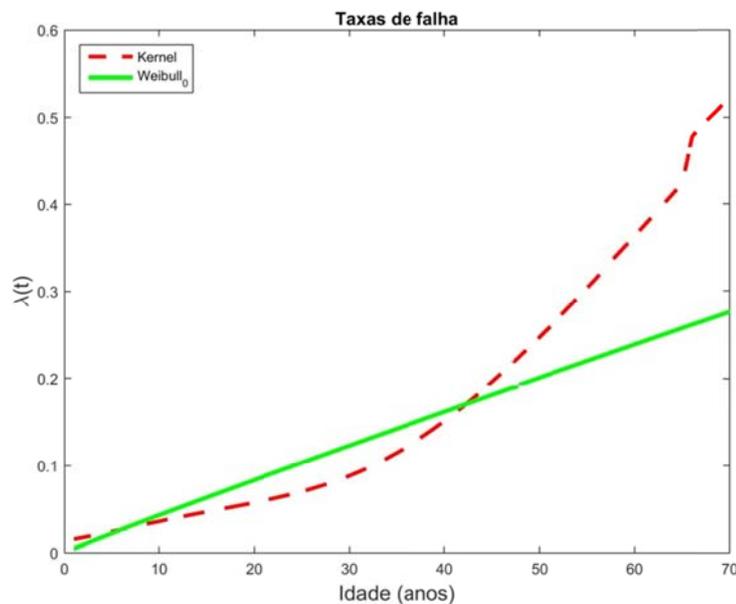


Figura 27 - Função taxa de falha não paramétrica.

Visualmente, o método paramétrico não justifica o aumento da taxa de falha próximo dos 36 anos, mas o método não paramétrico indica que há uma mudança de taxa de falha nítida a partir dessa idade.

A Figura 28 compara as taxas de falha acumuladas da função Weibull e Kernel. Esta função é interpretada como uma função de risco condicional do equipamento, uma vez que não tenha falhado até o ano t . Visualmente ela amplifica a taxa de falha melhorando a identificação do ponto de inflexão (joelho da curva).

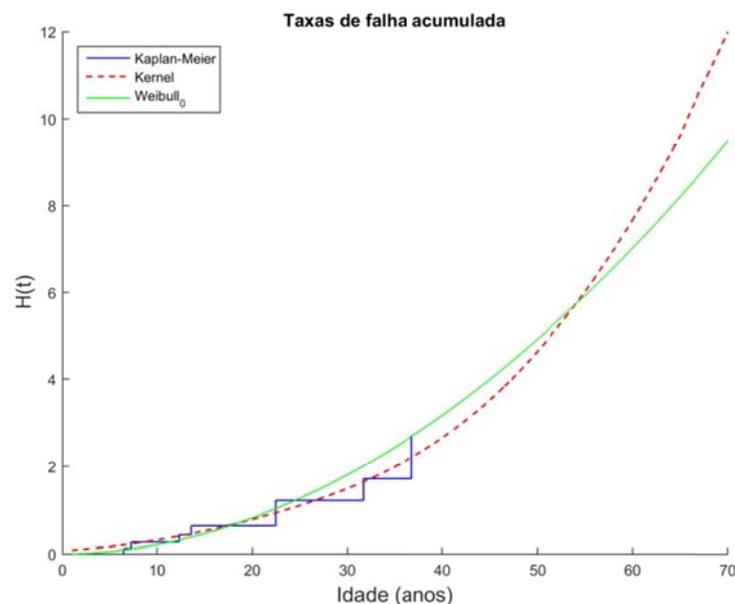


Figura 28 - Taxa de falha acumulada $H(t)$.

O melhor ajuste obtido entre as curvas de falha paramétrica e não paramétrica permite obter os parâmetros das distribuições Weibull 2 (representada pela função exponencial para a fase de vida útil, correspondendo ao período de taxa de falha constante) e Weibull 3 (representada pela função de Weibull para a fase de envelhecimento, correspondendo ao período de taxa de falha crescente) para as falhas das fases de vida útil e de envelhecimento. Como resultado deste ajuste define-se a “Curva da Banheira” para os geradores, como mostrado na Figura 29.

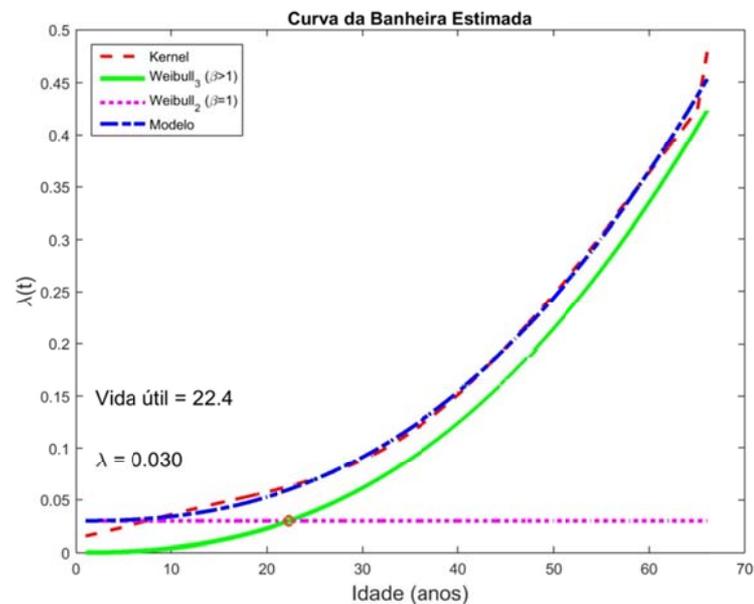


Figura 29 - Ajuste das funções paramétrica e não paramétrica.

Após o ajuste do modelo da curva da banheira, são obtidos os tempos de vida útil de 22,4 anos e vida característica devido ao envelhecimento igual a 36,0 anos. O tempo médio de falha (MTTF) durante o período de vida útil é igual a 13,0 anos.

Por definição o ponto onde a taxa de falha constante é igual à taxa de falha crescente, é o limite do período de vida útil do equipamento. Este tempo de vida útil é obtido graficamente pelo cruzamento das taxas de falha paramétricas (constante e crescente), analisando cada uma delas separadamente. Embora a vida característica de 36 anos seja a duração típica de um gerador em funcionamento, o período de vida útil tem um valor menor.

A Figura 30 mostra as novas funções de densidade de probabilidade calculadas com os parâmetros obtidos no modelo de ajuste proposto. No gráfico, nota-se o ponto de vida característica definido pela moda da distribuição de Weibull 3 da fase de envelhecimento.

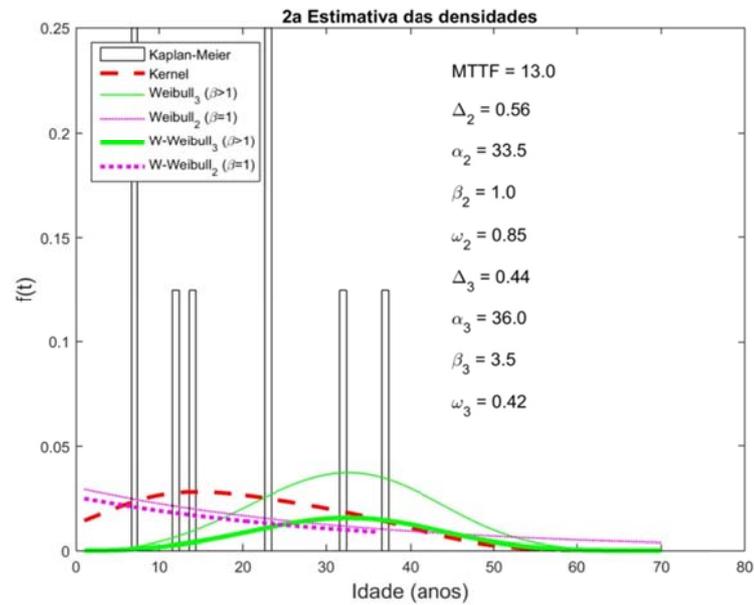


Figura 30 - Densidades de probabilidade paramétricas do modelo.

Os parâmetros das funções de Weibull para cada uma das fases da vida do equipamento estão dispostos na Tabela 6.

Tabela 6 - Parâmetros das distribuições.

Fase	Curva	Área	Peso	Scala	Forma
Vida útil	Weibull 2	$A_2 = 0,56$	$\omega_2 = 0,85$	$\alpha_2 = 33,5$	$\beta_2 = 1,0$
Envelhecimento	Weibull 3	$A_3 = 0,44$	$\omega_3 = 0,42$	$\alpha_3 = 36,0$	$\beta_3 = 3,5$

A função de VUR é apropriada para indicar a expectativa de vida condicional ao tempo de vida passado. Para o tempo igual a um ano, a expectativa de vida para os equipamentos que falharão por envelhecimento (não reparáveis) é igual a 31,4 anos. Para os equipamentos que terão falhas durante a vida útil (reparáveis) a expectativa é de 29,2 anos.

4.2. Avaliação de Dados da Usina

O estudo a seguir mostra a relação de todos os ensaios, inspeções e análise de falhas descritos nos capítulos anteriores de um gerador da UHE Volta Grande em final de vida útil.

4.2.1. Dados da Usina

Fabricante:	Siemens
Número de unidades:	04
Ano de Fabricação:	1974
Potência:	95 MW
Rotação de Sincronismo:	85,7 rpm
Tensão:	13,8 kV
Corrente:	4.183 A
Fator de Potência:	0,95
Número de Polos:	84
Classe de Isolamento:	F

4.2.2. Análise Estatística de Dados de Falhas do Gerador

A Tabela 7 contém os dados das falhas registradas para o gerador da unidade 01 para o modo de falha falta à terra no estator. Através das datas das ocorrências, determinam-se os tempos de reparo (TTR – *Time to Repair*) e tempos até as falhas (TTF – *Time to Failure*) para serem lançados no software específico de análises e simulações. Foi considerado o gerador disponível para operação no dia 24/04/2016, após término de reparo da última ocorrência de 13/04/2016.

Convém reforçar que o estudo fica restrito às falhas registradas e consideradas, ou seja, caso tenham ocorrido outras falhas não reportadas, o resultado das análises evidentemente ficaria prejudicado por não espelhar a realidade absoluta deste modo de falha.

Tabela 7 - Dados de Falhas.

DATA INÍCIO	HORA INÍCIO	DATA FIM	HORA FIM	Tempo Reparo M(t) (horas)	Tempo até a falha R(t) (horas)
03/09/05	08:00	24/09/05	16:00	512,00	0
02/10/10	08:00	27/10/10	16:00	608,00	47.288
20/07/14	08:00	06/08/14	16:00	416,00	32.680
20/09/15	08:00	05/10/15	16:00	368,00	9.832
30/12/15	08:00	01/02/16	16:00	800,00	2.056
01/02/16	00:00	01/02/16	00:00	0,00	16

4.2.2.1. Metodologia do Estudo

O desenvolvimento do estudo é realizado a partir do levantamento e higienização dos dados, Análise de Dados de Vida – LDA (*Life Date Analysis*) e, por fim, cálculo e análise da Confiabilidade, Disponibilidade e Manutenibilidade (RAM - *Reliability, Availability e Maintainability*) do equipamento, simulada até um período estabelecido.

4.2.2.2. Análise dos Dados de Vida

A taxa de falha é a chance de falhar na próxima e menor unidade de tempo, dado que o item funcionou até então.

As taxas de falha podem ser crescentes, decrescentes ou constantes. Essas curvas características determinam o modelo da falha conforme descrito a seguir:

- Taxa de falha crescente → Falhas por desgaste, velhice;
- Taxa de falha decrescente → Falhas prematuras, mortalidade infantil;
- Taxa de falha constante → Falhas aleatórias, maturidade.

Após análise, verifica-se que o gráfico da Figura 31 apresenta uma curva crescente de falha em relação ao tempo, o que determina um comportamento de falhas por desgaste.



Figura 31 - Taxa de Falha x Tempo.

4.2.2.3. Cálculo e Análise da Confiabilidade

O valor de confiabilidade calculado pelo software, a partir dos dados nele imputados, nos indica percentualmente a probabilidade estatística da não ocorrência de uma falha até um determinado tempo “t” estipulado para a análise, dentro de um intervalo superior e inferior de margem de erro. Com a premissa de que o gerador estará disponível para geração a partir do dia 01/02/2016, a confiabilidade foi calculada levando-se em consideração o período compreendido entre 01/02/2016 até a data final da concessão da usina, 23/02/2017, perfazendo 9.304 horas.

Foi adotado como parâmetro de análise, uma Confiância de 90%, significando estatisticamente dizer que para cada 100 cálculos, o valor auferido de confiabilidade estaria presente em 90 delas.

Para o tempo “t” de 9.304 horas a confiabilidade do gerador para o modo de falha falta a terra foi $R(9304) = 0,69$, sendo adotado, por segurança, seu limite inferior que foi de $R(9304) = 0,34$, ou seja, há 34% de chances da não ocorrência de uma falha até o final da concessão da usina, mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 - Resultado da Análise.

Relatório de Resultados de Confiabilidade	
Tipo de Relatório	QCP Weibull++
Informações do Usuário	
Usuário	
Data	18/01/2016
Entradas do Usuário	
Tempo Final da Missão (h) =	9304
Limites de Confiância usados:	2-Lados
Método dos Limites de Confiância:	Razão da Verossimilhança
Nível de Confiância =	0,9
Saída do Weibull++ 8	
Limite Superior (0,95) =	0,922287
$R(t=9304) =$	0,69152
Limite Inferior (0,05) =	0,344423

O gráfico da Figura 32 é da confiabilidade versus o tempo acumulado. A curva indica que a confiabilidade diminui com o tempo.

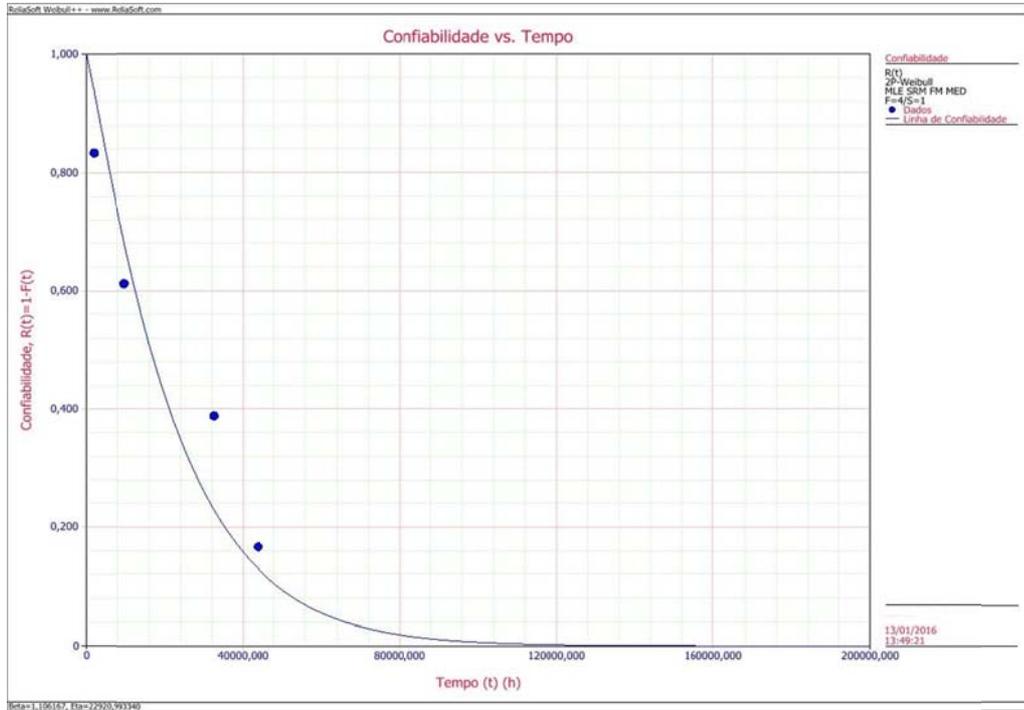


Figura 32 - Confiabilidade x Tempo.

Como matematicamente a Confiabilidade e a Probabilidade de Falhas são complementares percentualmente [$R(t) + Q(t) = 100\%$], por consequência, a probabilidade de falhas para o mesmo tempo "t" foi de $Q(7344) = 0,838$, adotando-se por segurança seu limite superior mostrado na tabela seguinte, tem-se que $Q(7344) = 99,13\%$ de chances da ocorrência de falha até o final da concessão da usina, como indicado na Tabela 9.

Tabela 9 - Dados da Probabilidade de Falha.

Relatório de Resultados da Probabilidade de Falha	
Tipo de Relatório	QCP Weibull++
Informações do Usuário	
Usuário	
Empresa	
Data	18/01/2016
Entradas do Usuário	
Tempo Final da Missão (h) =	9304
Limites de Confiança usados:	2-Lados
Método dos Limites de Confiança:	Razão da Verossimilhança
Nível de Confiança =	0,9
Saída do Weibull++ 8	
Limite Superior (0,95) =	0,655577
Q(t=9304) =	0,30848
Limite Inferior (0,05) =	0,077713

A Figura 33 é da probabilidade de falha versus o tempo acumulado. A curva indica que a probabilidade de falha aumenta com o tempo

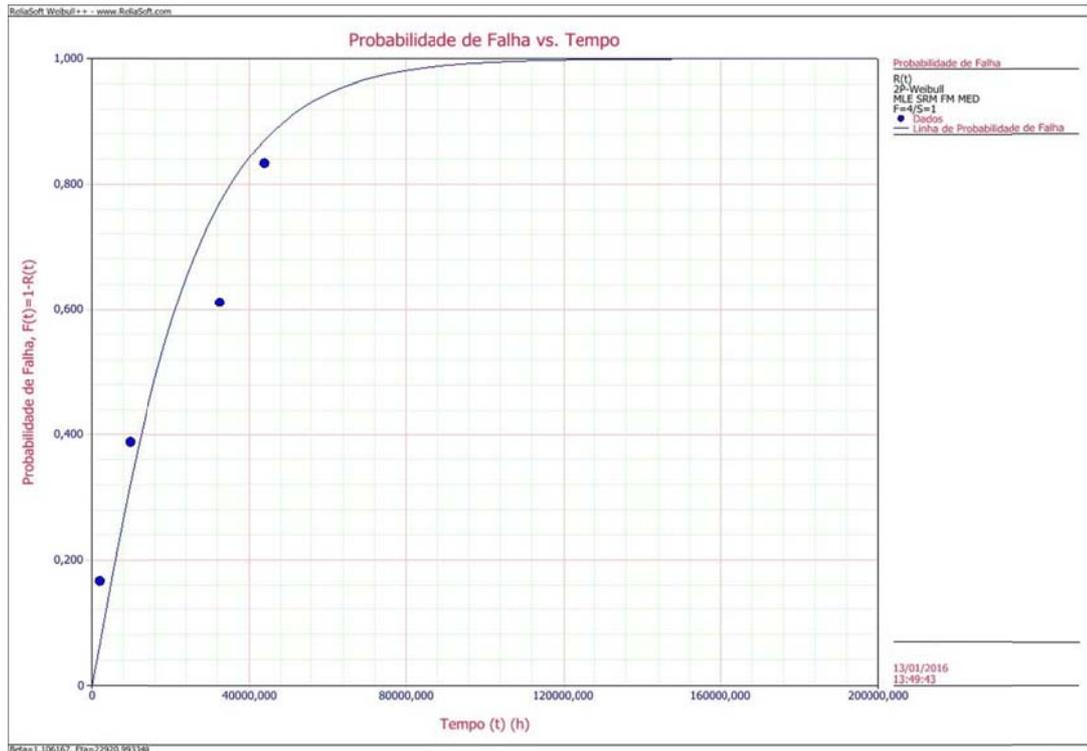


Figura 33 - Probabilidade de Falha x Tempo.

4.2.2.4. Análise RAM

A análise RAM (*Reliability, Availability and Maintainability*) consiste no estudo da confiabilidade, da disponibilidade e da manutenibilidade de uma instalação, com a finalidade de prever a indisponibilidade do processo e as perdas de produção e de produtividade do sistema, levando-se em conta a configuração, a confiabilidade dos componentes e a filosofia operacional, determinando a política ótima de operação e manutenção.

Para este tipo de análise, define-se a disponibilidade média é proporção de tempo durante uma missão, $[0, T]$ durante o qual o sistema está disponível para uso. Da mesma forma, a disponibilidade pontual é a probabilidade de que um sistema esteja operacional em qualquer tempo específico, t .

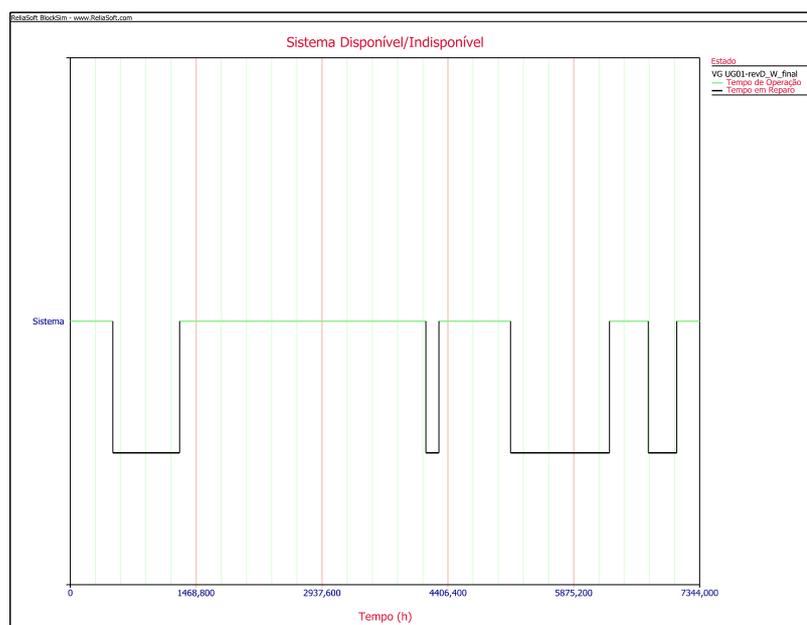
A Tabela 10 apresenta os resultados dos cálculos para a disponibilidade média e pontual e a quantidade esperada de falhas, além de outros dados.

A quantidade de falhas quando diferente de zero é arredondada para o próximo número inteiro imediatamente superior, mesmo raciocínio válido para o desvio padrão (σ).

Tabela 10 - Dados da Visão Geral do Sistema.

Visão Geral do Sistema	
Geral	
Disponibilidade Média (Todos Eventos):	0,974547
Desvio Padrão (Disponibilidade Média):	0,039126
Disponibilidade Média (sem MP, OC e Inspeção):	0,974547
Disponibilidade Pontual (Todos Eventos) em 7344:	0,990654
Confiabilidade(7344):	0,635514
Quantidade Esperada de Falhas:	0,439252
Desvio Padrão (Quantidade de Falhas):	0,655945
Tempo Disponível/Indisponível do Sistema	
Tempo Disponível (h):	9067,181157
Tempo Indisponível da MC (h):	236,818843
Tempo Indisponível da Inspeção (h):	0
Tempo Indisponível MP (h):	0
Tempo Indisponível da OC (h):	0
Downtime de Espera (h):	0
Tempo Indisponível Total (h):	236,818843
Eventos com Parada do Sistema	
Número de Falhas:	0,439252
Quantidade de MCs:	0,439252
Quantidade de Inspeções:	0
Quantidade de MPs:	0
Quantidade de OCs:	0
Quantidade de Eventos OFF por Gatilho:	0
Total de Eventos:	0,439252

A Figura 34 representa o tempo de operação e reparo, que na tabela anterior são apresentados como tempo disponível e tempo indisponível para o período de 7344 horas, de acordo com o resultado dos cálculos.

**Figura 34 - Visão das falhas no tempo.**

4.2.2.5. Resultado

Com os resultados do estudo de confiabilidade chega-se ao diagnóstico que o modo de falha falta a terra no estator apresentou uma taxa de falha decrescente, tendendo a constante com o tempo, o que graficamente indica que é uma falha prematura tendendo a aleatória.

A confiabilidade do gerador para o modo de falha estudado foi de 0,87%, enquanto conseqüentemente a probabilidade de falha foi de 99,13%, ambos dentro do período de 7344 horas, que representa o tempo a partir da data de retorno da unidade à operação até o fim da concessão da usina.

A Tabela 10, resumo, análise RAM, indica uma disponibilidade média de 85,5% para este modo de falha, mostrando também uma quantidade esperada de falhas até o final da concessão de 1 (uma) falha com desvio padrão (σ) de 1 (uma) falha. Estatisticamente, adota-se a relação de número de falhas esperado (NF) seguindo a equação:

$$\text{NF esperado} = \text{NF simulado} \pm 2\sigma \quad (16)$$

$$\text{NF esperado} = 1 \pm (2 \times 1) \quad (17)$$

$$\text{NF esperado} = 1 \pm 2 \quad (18)$$

Os resultados, para o tempo simulado, mostram claramente que o gerador está em seu final de vida útil, já no terço final de sua curva da banheira e com taxa de falha crescente, indicando inclusive a possibilidade grande de uma acontecer mais falhas em um curto período de tempo.

4.2.3. Dados de partida e parada da unidade

O gráfico da Figura 35 mostra o levantamento realizado de partidas e paradas da UG número 01, desde o ano de 2010.

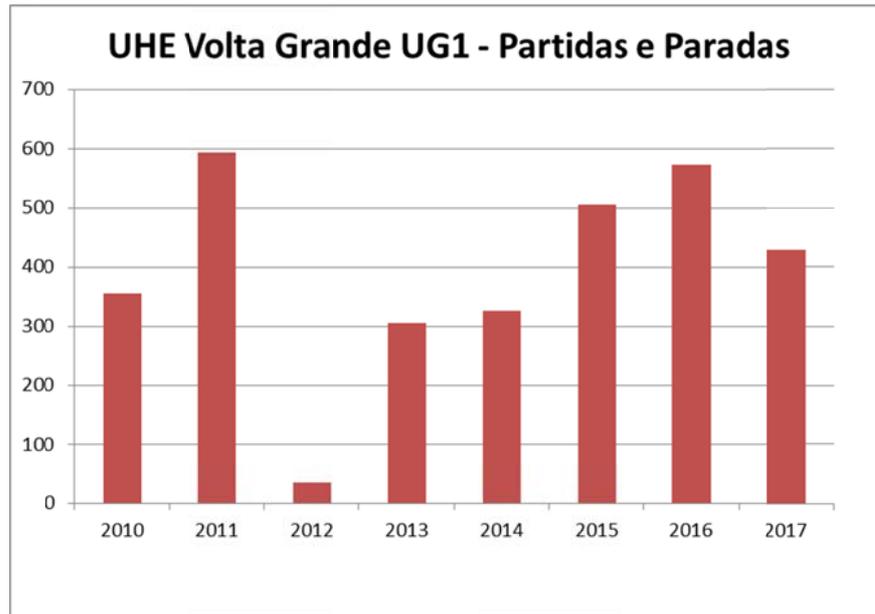


Figura 35 - Número de partidas e paradas da UG 1 da UHE Volta Grande.

Observa-se um número extremamente elevado de ocorrências registradas, chegando, em alguns anos, à quase duas por dia, em média. Conforme exposto no Capítulo 4, estas variações de carga e as diferentes características térmicas dos componentes do gerador ocasionam descolamento, principalmente do material isolante em relação ao cobre do condutor e ao pacote de chapas do núcleo magnético.

4.2.4. Ensaios

Os ensaios de diagnóstico são realizados de forma sistemática, geralmente em conjunto com as paradas para as inspeções e recuperações da turbina, principalmente os que dependem de um tempo maior de parada da unidade e abertura de conexões dos terminais de saída e do neutro. É o caso das inspeções e dos ensaios de mapeamento de cunhas, da medição de resistência do isolamento e de fator de potência e tangente de delta do isolamento. A seguir estão listados os resultados destas medições que foram realizadas durante alguns anos do funcionamento do gerador.

4.2.4.1. Tangente de Delta e Capacitância

Os valores absolutos de tangente de delta e de capacitância são uma assinatura de cada projeto do enrolamento, ou seja, não é possível determinar, somente pelo valor

absoluto de uma única medição, se o material está compactado ou se sofreu alguma alteração em sua estrutura. Sendo assim, somente é considerado a variação do resultado nas medições realizadas ao longo do tempo de operação do gerador.

Os resultados dos ensaios que foram realizados estão expostos na Tabela 11.

Tabela 11 - Resultados de medição de tangente de delta.

UHE Volta Grande - UG01 - Tg Delta			
Fase	out/01	jun/07	set/15
A	0,0136	0,0115	0,0148
B	0,0134	0,0113	0,0143
C	0,0136	0,0117	0,0149

Pode-se verificar que não houve alteração que possa ser considerada significativa a ponto de ser caracterizado como alteração na compactação das camadas do material isolante das barras. Ou seja, o material isolante não alterou suas características dielétricas de forma significativa durante estes anos de operação.

4.2.4.2. Resistência de Isolamento

Os valores de resistência de isolamento, Tabela 12, assim como os de tangente de delta, não sofreram alterações significativas durante o período que os ensaios foram realizados.

Tabela 12 - RI e IP.

UHE Volta Grande - UG01 - RI e IP (10 min)						
Fase	out/01		jun/07		set/15	
	RI (MΩ)	IP	RI (MΩ)	IP	RI (MΩ)	IP
A	6300	5,25	9900	5,47	7970	5,24
B	6800	5,44	9850	5,63	8100	5,63
C	6800	5,44	9800	5,51	8510	5,83

Conforme descrito anteriormente, o resultado deste ensaio é um indicativo de que existem componentes impregnantes no isolamento, mas que não indicam propriamente dito que o sistema isolante está degradando. Ou seja, este valor absoluto de resistência de isolamento pode, em teoria, alterar-se, se alguma intervenção como uma limpeza for realizado.

4.2.4.3. Descargas Parciais

O sistema de medição de descargas parciais na UHE Volta Grande foi instalado em 1997.

As medições foram realizadas de forma não contínua, ou seja, de tempos em tempos as coletas eram realizadas utilizando um medidor portátil e as informações eram analisadas. Diferentemente dos ensaios descritos anteriormente, as medições são realizadas com o gerador em funcionamento, ou seja, não é necessário que seja realizado em conjunto com as paradas sistemáticas para a manutenção do gerador e da turbina.

De forma semelhante aos resultados do ensaio de tangente de delta, os resultados absolutos das medições de descargas parciais, apesar de existir uma referência no site do fabricante do medidor, não representa a prática da manutenção e o que deve ser considerado é a evolução do nível dos valores no comparativo com testes passados.

Os resultados das medições são apresentados na Figura 36, Figura 37 e Figura 38:

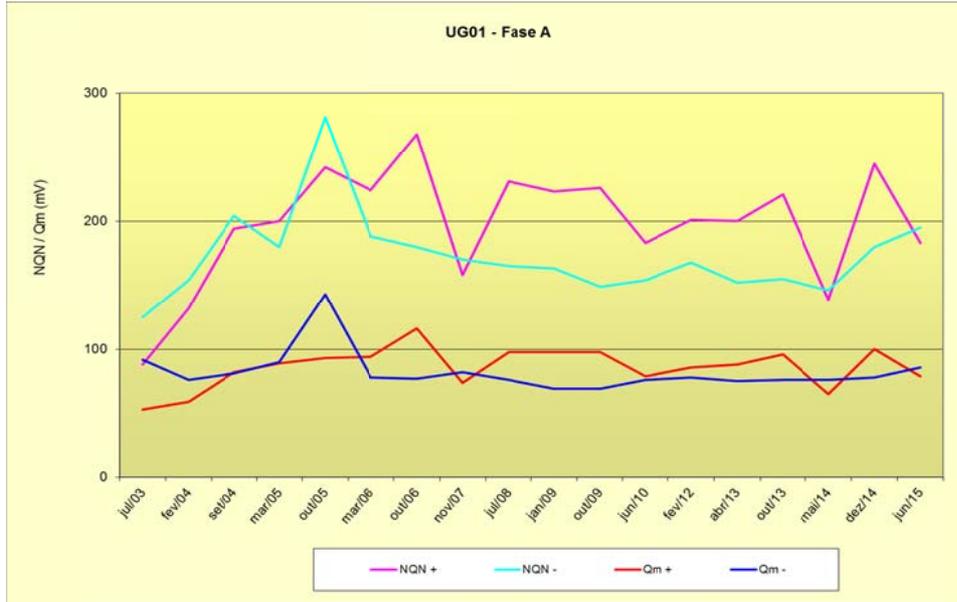


Figura 36 - Descargas parciais Fase A.

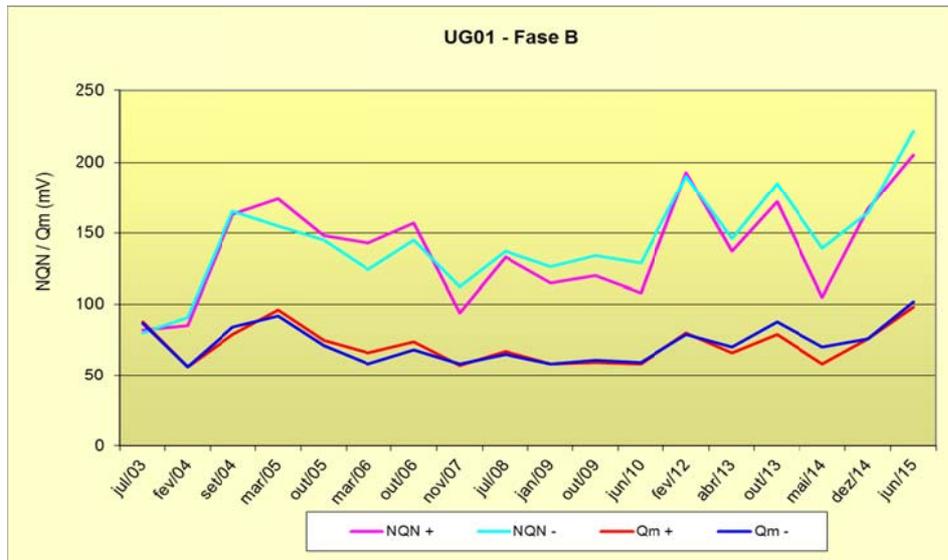


Figura 37 - Descargas parciais Fase B.

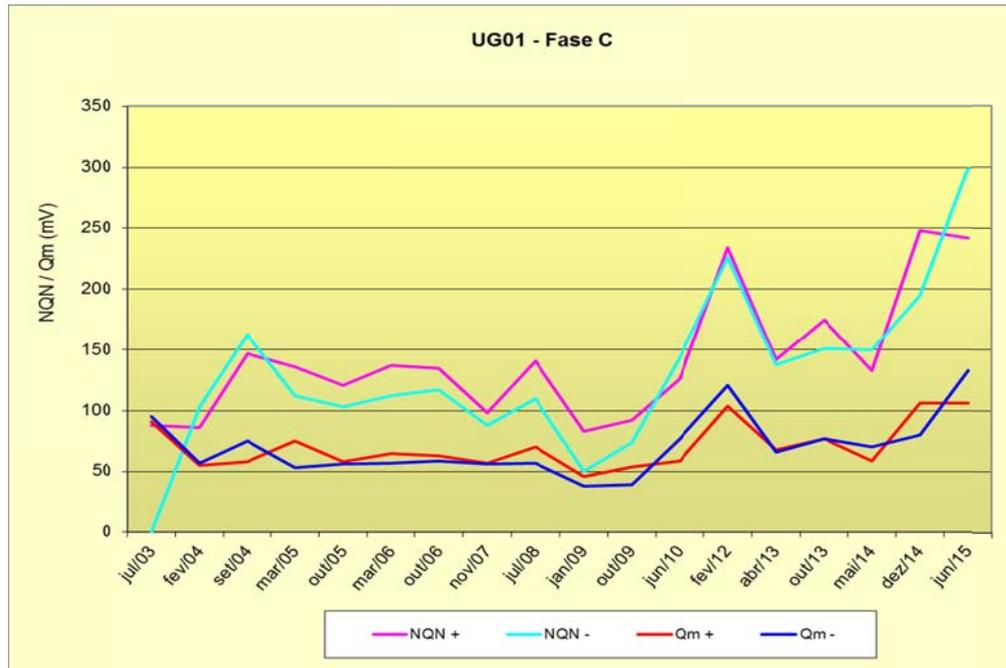


Figura 38 - Descargas parciais Fase C.

Os resultados mostram que, durante o tempo de operação em que as medições foram realizadas, foram constatadas alterações leves no módulo, principalmente nas fases B e C, e sem alteração na polaridade das descargas, indicando possível aparecimento de problemas com o enrolamento do estator.

4.2.4.4. Avaliação das Cunhas e Inspeções Visuais

Durante a fase de montagem e comissionamento dos geradores (1969 e 1972) houve uma tentativa de adequação do fluxo magnético do conjunto estator e rotor substituindo as cunhas de fixação das barras estatóricas, originalmente projetadas com material em TVE, por cunhas de ferrite, material com propriedades magnéticas e composição mais rígida. A inserção destas cunhas de ferrite não gerou ganhos significativos no fluxo magnético e trouxe, após alguns anos, diversos outros problemas relacionados à quebra destas cunhas durante o funcionamento das unidades e consequente perda de travamento das barras nas ranhuras do núcleo magnético do estator, principal função deste componente no enrolamento do estator.

Nas inspeções realizadas durante o passar do tempo foram encontradas várias destas cunhas soltas na ranhura e inclusive quebradas e espalhadas pelo barril do gerador, como podem ser vistas na Figura 39 e Figura 40:

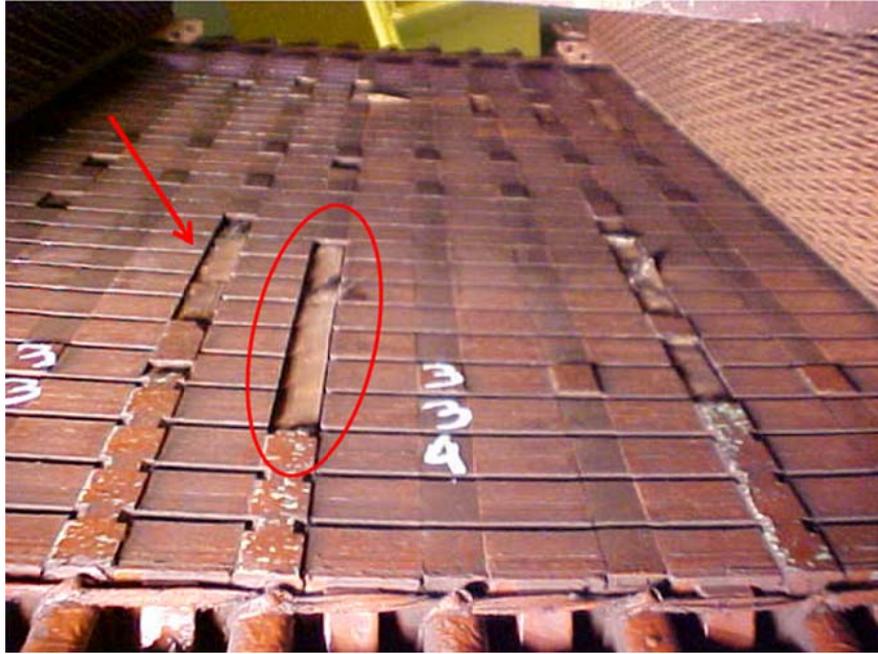


Figura 39 - Cunhas faltantes no núcleo.



Figura 40 - Cunhas faltantes no núcleo.

Esta situação das cunhas desencadeou outros problemas, com o desprendimento dos calços de cabeça de bobinas, Figura 41, e a ocorrência de um dos maiores problemas relacionados ao enrolamento estático, a movimentação das barras na ranhura.



Figura 41 - Calços soltos na saída de ranhura.

As inspeções visuais mostraram claramente a existência de pó branco relacionado à movimentação de calços e das barras, Figura 42.

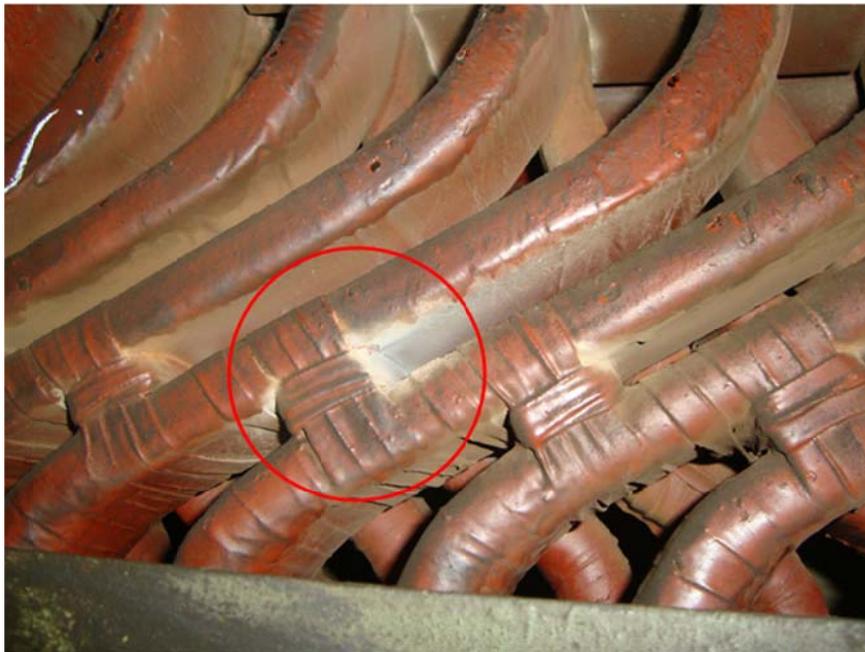


Figura 42 - Pó relacionado à movimentação dos calços.

As perícias realizadas nas barras retiradas após a ocorrência das falhas indicam claramente que elas estavam soltas se movimentavam dentro da ranhura. Existem

sinais claros de desgaste do isolamento ocasionado pelas chapas de aço silício do núcleo magnético, Figura 43.



Figura 43 - Desgastes na barra estatórica.

O ponto onde ocorreu a falha, Figura 44, foi nesta região aonde estes desgastes vinham acontecendo. O visual desta região nos mostra que o desgaste aconteceu da parte externa do enrolamento para a parte interna, ou seja, a degradação aconteceu pelo agente externo ao isolante que, neste caso, foi a chapa do núcleo magnético.



Figura 44 - Ponto de Falha do Isolante.

Pode-se notar que não existe sinal de degradação do material isolante. A aparência da compactação do isolante como mostra a Figura 45 é muito boa e não existem sinais de espaçamento entre as camadas de material isolante, comprovando, visualmente, as análises dos resultados dos ensaios de tangente de delta descritos anteriormente.



Figura 45 - Estado do Material Isolante.

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSÃO

Os modelos de negócio das concessionárias de energia e pequenos produtores estão, atualmente, muito ligados à máxima produção ou disponibilidade e necessidade de faturamento.

As equipes de manutenção estão sendo cada vez mais desafiadas a atrelarem os processos de manutenção aos custos envolvidos para que se possa manter uma disponibilidade ideal a fim de maximizar os resultados do negócio. Desta forma, obter o máximo da vida útil dos equipamentos envolvidos no processo de geração ou, talvez muito mais importante do que isto, saber determinar o momento certo para que estes equipamentos sejam indisponibilizados para determinada manutenção, ou até mesmo substituídos por outros é fundamental para a obtenção deste resultado esperado.

Diversos processos de detecção destes momentos vêm sendo desenvolvidos de forma a auxiliar na previsão de manutenção destes equipamentos, mas o que se vê no mercado são sistemas e análises estatísticas capazes desta tarefa estão muito ligadas a equipamentos de projetos específicos e que muitas vezes são fabricados em série ou em grandes lotes.

No caso de máquinas elétricas para a geração hidráulica, o que se observa no mercado atual e em literaturas, é que não existem muitos trabalhos que consigam um nível de assertividade para a previsão de falhas ou para a determinação de uma expectativa de vida futura destes geradores que possa subsidiar de forma confiável um planejamento de necessidade de desembolso para reformas ou manutenções destes geradores.

Os projetos novos e até mesmo alguns mais antigos de fabricantes estimam certa vida útil em torno de 35 anos para o sistema isolante. Este sistema de isolamento a base de mica-epóxi tem sido colocado em funcionamento desde meados do século 20 e, durante este período, tem se verificado uma evolução constante deste sistema no que diz respeito à suportabilidade de temperatura e dimensões de projeto.

No mundo todo e, especialmente no parque gerador da CEMIG GT, existem geradores que estão em funcionamento há mais de 50 anos utilizando ainda os primeiros projetos relacionados ao material isolante, assim como existem também vários projetos concebidos ao longo destes anos que utilizaram toda a gama de evolução deste sistema isolante, chegando até aos mais novos sistemas desenvolvidos. Da mesma forma, o parque pode ser dividido em vários níveis de potência, classe de tensão e em tamanho e outras formas de variação de projeto. Esta falta de padronização dos projetos é a grande barreira encontrada por estes sistemas de diagnósticos que prometem alguma relação com a expectativa de vida útil de geradores.

A análise estatística realizada buscando o histórico de dados de falhas dos geradores do parque da CEMIG GT mostrou uma ideia da expectativa de vida destes geradores em torno de 30 anos, o que se nota que seja até aceitável se comparado aos dados estimados pelos fabricantes. Esta análise, assim como foi dito anteriormente, esbarra na grande diversidade de projetos existentes e auxilia uma análise preliminar, mesmo sem a precisão desejada para os modelos de planos de negócio.

A análise estatística das falhas da unidade da UHE Volta Grande, por outro lado, indica claramente que o equipamento está no terço final da curva da banheira dos modelos estatísticos padrões, indicando que seu final de vida útil está bem próximo. Somado a isto, através de análises mais profundas dos ensaios e inspeções que foram realizados durante o ciclo de vida do gerador foi possível identificar perfeitamente o modo de falha, vibração das barras na ranhura, responsável por este processo de degradação do isolamento, chegando a níveis de confiança melhores para a projeção de que algum trabalho tenha que ser feito para a reforma deste gerador e das outras unidades desta usina.

Outra conclusão importante é relacionada a este modo de falha específico, que passa ser considerado de grande importância no processo de avaliação do estado do isolamento elétrico do enrolamento elétrico de outros geradores, em projetos similares ou não, visto que é um modo de falha presente em diversos projetos.

Por fim, podem-se sugerir trabalhos futuros. Um primeiro é para que avaliações estatísticas de falhas estejam relacionadas diretamente com o custo envolvido nas recuperações ou manutenções parciais de forma a determinar um limite para estes custos ou o momento ideal em que uma reforma maior seja mais viável economicamente.

Segundo, da mesma forma como foi determinada o nível de importância deste modo de falha específico no gerador de Volta Grande, análises similares para o grau de importância dos outros modos de falha sejam determinados para que possa ser desenhado um somatório para auxiliar na avaliação e determinação do nível de confiança de um determinado gerador.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Endrenyi e G. Anders, "Aging, maintenance, and reliability - approaches to preserving equipment health and extending equipment life," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 4, n. 3, pp. 59-67, 2006.
- [2] I. T. Force, "The Present Status Of Maintenance Strategies And The Impact Of Maintenance On Reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, n. 4, pp. 638-646, 2001.
- [3] G. Anders, J. Endrenyi e C. Yung, "Risk-based planner for asset management," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 14, pp. 20-26, 2001.
- [4] W. Li, E. Vaahedi e P. Choudhury, "Power system equipment aging," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 4, pp. 52-58, 2006.
- [5] G. Anders, J. Endrenyi, G. Ford e G. Stone, "A Probabilistic Model for Evaluating the Remaining Life of Electrical Insulation in Rotating Machines," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 5, n. 4, pp. 761-767, 1990.
- [6] V. I. Kokko, "Experiences on Using Ageing Models in Lifetime Estimation of Hydroelectric Generator," *Fortum Power and Heat Oy*.
- [7] U. S. A. C. o. Engineers, "Reliability Analysis And Assesment Of Hydropower Equipment," 1998.
- [8] G. Stone, H. Sedding, B. Lloyd e B. Gupta, "The ability of diagnostic tests to estimate the remaining life of stator insulation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 3, n. 4, pp. 833-841, 1988.
- [9] E. Wenyuan Li, P. Vaahedi e P. Choudhury, "Power System Equipment Aging," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 4, n. 3, pp. 52-58, 2006.
- [10] Douglas, J., "Replacement of the ageing asset base - The challenge to regulators," *19th International Conference on Electrical Distribution*, 2007.
- [11] R. Billinton e R. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, New York: Plentun, 1992.
- [12] H. Rinne, *The Weibull Distribution*, New York: CRC Press, 2008.
- [13] G. Stone, E. Boulter, I. Culbert e H. Dhirani, *Electrical Insulation For Rotating Machines*, IEEE Press, 2004.
- [14] V. Agarwal, H. Banford, B. Bernstein, E. Brancato, R. Fouracre, G. Montanari, J. Parpal, J. Seguin, D. Ryder e J. Tanaka, "The Mysteries of Multifactor Ageing," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 11, n. 3, pp. 37-43, 1995.

- [15] R. Bruetsch, M. Tari, K. Froehlich, T. Weiers e R. Vogelsang, *Insulation Failure Mechanisms of Power Generators*.
- [16] C. S. C. SC11, "Hydrogenerator Failures – Results of the Survey," *EG11.02*, 2003.
- [17] C. Zagar, P. Notingher e C. Stancu, "Ageing and Degradation of Electrical Machines Insulation," *Journal of International Scientific Publications: Materials, Methods and Technologies*, vol. 8, pp. 526-546.
- [18] P. Notingher, *Materials for Electrotechnics. Structure. Properties*, Bucharest: POLITEHNICA PRESS, 2005.
- [19] P. Notingher e M. Plopeanu, "Accelerated Development of Electrical Trees. Part I: Initiation of Trees," *Electrical Engineering, Electronics, Automatics*, vol. 57, n. 4, pp. 11-19, 2009.
- [20] J. Fothergill, "Ageing, Space Charge and Nanodielectrics: Ten Things We Don't Know About Dielectrics," *Proceedings of International Conference on Solid Dielectrics*, pp. 1-10, 2007.
- [21] P. Notingher, *Insulation Systems*, Bucharest: PRINTECH House Ltd, 2002.
- [22] J. Crine e A. Vijh, "Molecular Approach to the Physico-Chemical Factors in the Electric Breakdown of Polymers," *Applied Physics Communications*, vol. 5, n. 3, pp. 139-163, 1985.
- [23] T. Lewis, "Ageing - A Perspective," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, n. 4, pp. 6-16, 2001.
- [24] A. Gjerde, "Multifactor ageing models – Origin and Similarities," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 13, n. 1, pp. 6-13, 1997.
- [25] V. Kokko, "Electrical Ageing in Lifetime Estimation of Hydroelectric Generator Stator Windings," em *XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM*, Rome, 2010.
- [26] Z. Jia, X. Peng, Z. Guan, L. Wang e B. Yue, "Evaluation of the Degradation of Generator Stator Ground Wall Insulation Under Multistresses Aging," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, n. 2, pp. 474-483, 2008.
- [27] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery*, IEEE, 2000.
- [28] International Electrotechnical Commission - IEC, *High-Voltage Test Techniques – Partial Discharge Measurements*, 2000.
- [29] A. Contin e G. Rabach, "PD Analysis of Rotating ac Machines," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 28, n. 6, pp. 1033-1042, 1993.
- [30] A. Boscolo, A. Contin, G. Rabach, F. Tostato e P. L. Cimbrico, "A Monitoring And Diagnostic Technology, Based On PDAD Detection And Analysis, For H.V. Generators," *IEEE International*

Symposium on Electrical Insulation, pp. 137-140, 1990.

- [31] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, New York and London: Plenum Press, 1983.
- [32] ReliaSoft, *Life Dat Analysis Reference*, Tucson, 2014.
- [33] E. C. Guardia, *Desenvolvimento de metodologia para cálculo da vida útil de ativos da Distribuição de energia focando a revisão tarifária*, Itajubá, 2014.
- [34] E. V. W. Li e P. Choudhury, "Power System Equipament Aging," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 4, pp. 52-58, 2006.