



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GGH - 02
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO I
GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH**

**ESTUDO DE FALHA DE ISOLAÇÃO NO ESTATOR DAS UGS 01 E 02 DA UHE ILHA SOLTEIRA COM
REFORMA E MODERNIZAÇÃO DO GERADOR**

César Augusto Sabino Mariano *

Edson Morales Leal

CESP – Companhia Energética de São Paulo

CESP – Companhia Energética de São Paulo

RESUMO

O presente trabalho tem por finalidade apresentar os estudos realizados pela CESP para caracterização e solução do problema de falha de isolamento no enrolamento estatórico das Unidades Geradoras 01 e 02 da UHE Ilha Solteira, provocados pelo fenômeno de vibrações que levou a reforma destes geradores. E também minimizar a indisponibilidade de geração ocorrida por problemas de projeto, fenômenos físicos ou paradas indesejáveis de suas unidades geradoras que é uma preocupação da CESP, empregando soluções viáveis de Técnicas de Engenharia de Manutenção.


PALAVRAS-CHAVE

Estator, Indisponibilidade, Vibração, Isolação, Vida útil, Gerador, Eletroerosão.

1.0 - INTRODUÇÃO

Gerador das UGs 01 e 02 têm as seguintes características e histórico:

Projeto e fabricação: TOKYO SHIBAURA ELETRIC COMPANY – JAPAN
Montagem: TENENGE S. A – Técnica Nacional à Engenharia
Peso Unitário: 277 t
Diâmetro do Estator: - Interno : 13.250mm - Externo : 15.200mm.
Ranhuras do núcleo : 540
Bobinas:(cobre) : 1.080 un
Tipo de Bobinagem : Ondulado(3 em paralelo)
Isolação do Estator: Classe F

Ligação do Estator: Estrela - 

Características Elétricas:

Potência Garantida : 170 MVA
Tensão Nominal : 14.400 V
Corrente Nominal : 7.500 A
Tensão Excitação : 540 V
Corrente de Excitação : 1.500 A

Os Geradores Síncronos 01 e 02 de Corrente Alternada, são do tipo acoplado diretamente ao eixo da turbina, tipo Vertical - forma "Umbrella".

Em vista de suas dimensões, seguindo-se o projeto original, tanto o Rotor como o Estator foram construídos em partes para facilitar o seu transporte do Japão para o Brasil e sua montagem na obra.

O Estator foi dividido em quatro partes conforme figura 01, com o Núcleo magnético e bobinas já montados na fábrica (Japão) e também o Rotor foi dividido em: cubo, seis braços duplos, anel magnético e pólos.

Os segmentos do Estator vieram da fábrica embalados em caixas de madeira e travados com perfis de aço para evitar possíveis deformações durante o transporte.

Na obra executou-se a complementação da bobinagem na parte das emendas dos segmentos e a montagem mecânica do estator.

Realizou-se através da preparação, posicionamento e acoplamento dos segmentos do Estator, a montagem inicial do Estator, verificando –se folga entre as faces de acoplamento dos segmentos, sendo compensada esta com a colocação de calços metálicos para ajustagem, mostrados pela figura 02.

Todos os parafusos foram apertados usando-se um torquímetro (torque aplicado: 100 Kgm); após o aperto final travou-se os parafusos com solda.

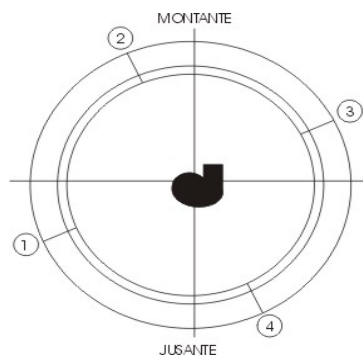


FIGURA 01 – Estator Segmentado

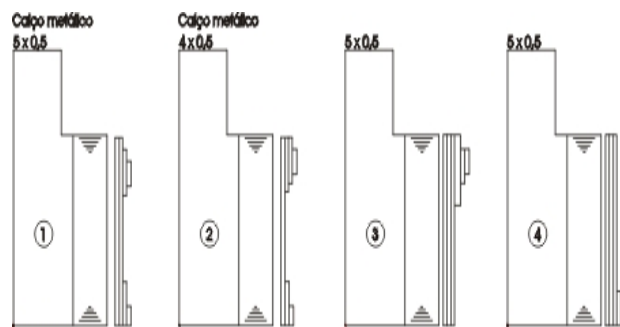


FIGURA 02 – Calço Metálico

As UGs 01 e 02 desde seu início de operação comercial em 1973, apresentavam elevado ruído audível que aumentava com o carregamento da máquina, característico de vibração no núcleo e de vibração no piso da cobertura superior do gerador maior que as demais unidades geradoras nesta Usina.

Parou-se estas Unidades Geradoras para inspeção visual e ensaios a procura da causa do ruído, o mesmo foi diagnosticado desde sua entrada em operação e realizou-se serviços de manutenção, empregando-se técnicas de Engenharia de Manutenção visando a redução dos níveis de vibração, verificando-se no entanto, que embora tenham sido reduzidos, ainda continuavam elevados, portanto deveriam ser acompanhados para minimizar ao máximo suas conseqüências e conviver com o problema.

2.0 - VIBRAÇÃO NOS GERADORES 01 E 02 DA UHE ILHA SOLTEIRA E SEUS EFEITOS

A vibração em um gerador é decorrente da composição de diversos fenômenos físicos de origens mecânicas, térmicas e eletromagnéticas que atuam sobre as barras dos enrolamentos.

Este efeito foi verificado e medido no núcleo e carcaça do Estator e apresentava-se de uma maneira geral, enquadrados nas faixas de “aceitável” a “tolerável” mas nos preocupavam as medições por apresentar algumas medidas dentro de valores “inaceitáveis”. Considera-se para verificação dos valores medidos de níveis de vibração em velocidade a recomendação da norma VDI 2056/64 Grupo “G” não sendo, uma recomendação específica para avaliar vibrações em estator, pois esta norma se refere ao monitoramento de caixas de mancais de máquinas.

Além dos danos mecânicos, acarretou falhas elétricas que nos levaram ao:

- Jumper de bobinas do Estator;
- Enxerto no núcleo Estatórico;
- Recapagem das bobinas do núcleo Estatórico;
- Substituição de barras devido eletroerosão;
- Correção de deformação do núcleo estatórico;

A medição de vibração na carcaça e núcleo do estator tem como finalidade avaliar os resultados antes da MPP (Manutenção Preventiva Periódica) de 40.000/60.000 horas nas Unidades Geradoras.

A medição de vibração foi sempre realizada com a máquina operando em várias condições de potência ativa, cada qual, alternando com duas condições de tensão de excitação:

- Sobre-excitada – 15,5 kV;
- Sub-excitada – 14,4 kV.

Para que servisse como histórico e para ser comparativo, a medição de vibração seguia sempre o mesmo roteiro de leitura que verificava:

- 12(doze) pontos na parte superior do núcleo;
- 12(doze) pontos na parte superior da carcaça;
- 12(doze) pontos na parte inferior do núcleo;
- 12(doze) pontos na parte inferior da carcaça.

2.1 Verificação das condições da isolamento estatórica nas Unidades Geradoras 01 e 02

A preocupação da CESP com as condições da isolamento estatórica destas UGs resultou na adoção de ensaios e inspeções periódicas para acompanhamento da evolução da deterioração da camada isolante.

Verificou-se durante estas inspeções/ensaios grande quantidade de cunhas frouxas, corona na cabeça das bobinas do estator, afrouxamento de calços separadores entre bobinas, afrouxamento das amarrações e desgaste das camadas de tintas condutivas o que proporcionou o surgimento de corona e descargas parciais nas ranhuras.

3.0 - MEDIÇÕES, ENSAIOS, VERIFICAÇÕES E SOLUÇÕES ADOTADAS

Devido a existência de possibilidade de surgimento de problemas ocasionados pelo fenômeno de vibração, levando a máquina a condições de indisponibilidade intempestivas, com danos maiores, foram definidos critérios para inspeções e manutenções preventiva dos geradores como segue:

3.1 Avaliação do torque de aperto do núcleo estatórico para as UGs 01 e 02

Verificou-se em paradas programada destas Unidades Geradoras, que numa amostragem de 4(quatro) pontos, o torque apresentava valores baixos, média – 30% do torque de aperto nominal informado pelo fabricante.

Em alguns pontos da parte posterior do núcleo foi observado folga entre os dedos de pressão e as chapas do núcleo, sinalizando afrouxamento de aperto do núcleo estatórico.

Para correção, executava-se reaperto para equalização do torqueamento em todos os tirantes.

3.2 Inspeção no núcleo estatórico

Verificou-se em inspeções, que na parte posterior do núcleo estatórico havia sinais nítidos de vibração, evidenciados por grande quantidade de pó avermelhado(óxido de ferro), principalmente junto aos tirantes do núcleo e também ondulação do núcleo, que foi identificado visualmente com uma maior deflexão nos pontos que coincidiam com os apoios das placas de pressão.

Verificamos sinais de movimentação axial na parte traseira do núcleo, principalmente junto aos tirantes e na parte superior, que nos mostrava indício de vibração. As placas de pressão superiores estavam deformadas entre os pontos de apoio, que eram dois nas placas que continha dois tirantes e três nas que continham três tirantes.

Um outro problema notado e registrado foram trincas nas soldas entre os tirantes do núcleo e a prateleira da carcaça. A correção destes pontos foi realizada, soldando-se reforços entre a prateleira da carcaça e o tirante.

Também foi verificado quebras de tirantes o qual foram retirados e substituídos por novos tirantes.

Em inspeção executada, consensou-se pela inviabilidade prática do reaperto das placas inferiores, uma vez que as porcas eram travadas por cordões de solda nos seus 6(seis) lados.

3.3 Cunhas Frouxas

Em inspeção utilizando-se a esfera de aço mapeava-se o estator e após efetuava-se as técnicas de reparo seguindo-se os seguintes critérios:

- Ranhuras com mais de 50% de cunhas frouxas eram totalmente recunhadas;
- As cunhas de extremidades(cunhas travas) deveriam todas estarem sempre firmes, em caso contrário eram substituídas e reamarradas.

O afrouxamento de cunhas para nossos estatores, foi motivo de estudo e é fato esclarecido pela rigidez dos isolamentos classe F, que não se amoldam efetivamente as irregularidade destas ranhuras e devido as superfícies das barras possuírem saliências ou irregularidade que não são eliminadas durante o processo de fabricação, o que impede que o contato das barras com as ranhuras sejam perfeitos. Estas irregularidade nas superfícies frontais das barras não permitem que as cunhas exerçam pressão uniforme ao longo da ranhura, pois o isolamento é incompreensível.

No decorrer do funcionamento da máquina com conseqüentes vibrações de todo o bobinado, estas irregularidade tendiam a ser eliminadas, fazendo com que surgissem folgas das barras nas ranhuras. Estas folgas provocaram afrouxamento das cunhas de aperto, ocasionando vibração das barras dentro da ranhura, que no início possuem pequena amplitude mas que provocam aumento gradativo das folgas, permitindo o surgimento de vibrações com amplitudes cada vez maiores acarretando os seguintes problemas:

- afrouxamento de calços separadores entre bobinas;
- afrouxamento de amarrações;
- desgaste de camada de tinta condutiva;
- surgimento de corona;
- descargas parciais nas ranhuras.

3.4 Intervenções da manutenção com o objetivo de melhorar a distribuição do aperto do núcleo

Procedimentos adotados:

- Corrigir a deformação das placas de pressão superiores em três pontos(dois laterais e um no meio);
- Soltar as placas superiores;
- Confeccionar calços(em forma de cunha e contra cunha) para serem introduzidos entre os suportes das placas de pressão.
- Introduzir os calços confeccionados;
- Reapertar o núcleo em forma cruzada, pelas placas superiores em 4 degraus(50, 100, 150 e 200 Kgm), mais uma conferência do valor nominal(200kgm) no final, torque nominal informado pelo fabricante;
- Travar as porcas dos tirantes com chapas de aço soldadas às placas de pressão;
- Eliminar os pontos de vibração na parte interna do núcleo calçando-se com talas de fibra de vidro impregnadas com resina epoxy.

3.5 Medição do torque de aperto nos tirantes

Verificava-se o torque de aperto dos tirantes, escolhendo-se 4(quatro) pontos a 90 ° com o seguinte procedimento básico:

- retirada da trava da porca do tirante;
- fazer uma referência na porca e placa de pressão;
- soltar a porca;
- lubrificar a ponta do tirante com molykote;
- apertar a porca até a referencia prévia;
- travamento com chapa solda à placa de pressão.

4.0 - PRINCIPAIS OCORRÊNCIAS

Durante 30 anos de operação das UGs 01 e 02 da UHE-ILS, a CESP sempre buscou resolver os problemas apresentados por essas máquinas, ora adotando técnicas convencionais de manutenção, ora adotando soluções inéditas e criativas para tentar prolongar ao máximo o tempo de vida útil dessas UGs, buscando postergar ao máximo novas intervenções para manutenção e a necessidade de reforma destes geradores que dependia de grandes investimentos e um grande período de indisponibilidade de geração

No histórico de desligamentos automáticos, destas UGs verificou-se atuação da Proteção Terra Estator 5% em 1989, 2000, 2001 e 2002. Assim como outras ocorrências em relação ao Estator, que nos preocupavam com relação a garantia de operação deste gerador, que dentre as quais, foram de maior importância para nosso estudo a saber:

4.1 Falta fase-terra UG 01 - Jumpeamento

A UG-01 de Ilha Solteira foi desligada às 05h18min do dia 24/04/2002, pela atuação da proteção "terra-estator".

Nesta atuação da proteção terra-estator, verificou-se que o estado da isolação face a degradação do enrolamento estatórico não permitia um reparo eficaz, sendo indicado a substituição do enrolamento.

Em inspeção visual não foi localizada a barra perfurada, decidindo-se então pelo método de circulação de corrente na fase A, localizando-se a falha pela fumaça desprendida pela queima da isolação, no ponto da falha, na ranhura N° 256 , barra inferior.

Para remoção desta barra, por ser um enrolamento tipo ondulado, seria necessário remover 13 barras de frente. Constatou-se que o estado da isolação das barras estatóricas do gerador era precário o que implicava que o reparo seria apenas paliativo, não descartando a possibilidade de novas ocorrências, inclusive com possibilidade de danos maiores, como no caso de curto circuito bifásico, caso em que seria necessária a remoção de um grande número de barras, foi decidido efetuar o jumpeamento das barras 256 inferior e 249 superior, conforme pode ser observado na Foto 01 a seguir.



Foto 1 – Jumpeamento das barras

Com o jumpeamento das barras, o tempo de reparo do gerador foi reduzido de 20 dias para 7 dias devido a não retirada e colocação das barras.

A barra onde ocorreu o curto fase-terra já havia sido objeto de reparo. Nesta ocorrência, o curto-circuito ocorreu na região interna, não acessível da barra inferior da ranhura 256, entre a barra e o fundo da ranhura do núcleo estatórico. A barra 256 inferior é submetida a uma tensão de 0,90 p.u. e portanto é uma barra de alto potencial que está com alta probabilidade de curto fase-terra.

Observamos que nem todas as ranhuras com calçamento caindo estão com barras de tensão elevada embora sejam a maioria. Sendo explicado pelo problema de vibração excessiva desta UG o qual desgastou a pintura condutiva destas barras e nas barras com maior potencial provocou forte erosão pelo corona de ranhura o qual destruiu a resina que sustenta a mica na isolação, produzindo vazios na isolação, o que resultou na falha.

4.1.1 - Análise do Jumpeamento

4.1.1.1 - Dados do Gerador

$$X_d = 0,878 ; \quad X_l = 0,22 \text{ (estimado)} ; \quad X_{l\text{sat}} = 0,22 \times 0,85 = 0,187$$

N° ranhuras do estator = 540; N° pólos = 84; N° circuitos paralelos por fase = 3

$$\text{Deslocamento elétrico por ranhura} = \frac{180^\circ}{540/84} = 28^\circ$$

4.1.1.2 Avaliação com carga indutiva

Fem induzida

$$E_0 = \left[(V_t \cdot \cos\phi + I \cdot R_a)^2 + (V_t \cdot \sin\phi + I \cdot X_{l\text{sat}})^2 \right]^{0,5}$$

$$\cos\phi = 0,95; \quad V_t = 1 \text{ p.u.}; \quad I = 1 \text{ p.u.}; \quad E_0 = 1,098 \text{ p.u.}$$

Corrente de circulação no circuito jumpeado

$$I_c = \frac{E_0 \cdot \frac{Nc}{N}}{j \cdot I_c \cdot X_l \cdot \left(1 - \frac{Nc}{N} + \frac{1}{C-1}\right)}$$

$Nc = N^\circ$ de bobinas jumpeadas = 1 (2 barras); $N = N^\circ$ de bobinas em série por circuito paralelo = 60

$C = N^\circ$ de circuitos paralelos = 3

$I_c = -j 0,01869$ p.u.; gerador com $IN = 1$ p.u $\cos\phi=0,95$ indutivo = $0,95 - j 0,31$

Corrente normal em cada ramo = $IN/3 = 0,333$ p.u.

Corrente para o ramo com a bobina jumpeada

$$I = \frac{IN}{3} - I_c = 0,3167 - j0,1041 + j0,0187 = 0,328 \text{ p.u.} \quad \therefore 98,5\% \text{ do valor normal}$$

Corrente para os ramos sadios

$$I = \frac{IN}{3} + \frac{I_c}{2} = 0,3364 \text{ p.u.} \quad \therefore 100,91\% \text{ do valor normal, ou sobrecarga de apenas } 0,91\%$$

4.1.1.3 Avaliação com carga capacitiva ($\cos\phi=0,95$ capacitivo)

Fem induzida

$$E_0 = \left[(V_t \cdot \cos\phi + I \cdot R_a)^2 + (V_t \cdot \sin\phi - I \cdot X_{lsat})^2 \right]^{0,5}$$

$\cos\phi=0,95$; $V_t = 1$ p.u. ; $I = 1$ p.u. ; $E_0 = 0,957$ p.u.

Corrente de circulação no circuito jumpeado

$$I_c = \frac{E_0 \cdot \frac{Nc}{N}}{j \cdot I_c \cdot X_l \cdot \left(1 - \frac{Nc}{N} + \frac{1}{C-1}\right)}$$

$Nc = N^\circ$ de bobinas jumpeadas = 1 (2 barras); $N = N^\circ$ de bobinas em série por circuito paralelo = 60

$C = N^\circ$ de circuitos paralelos = 3 ; $I_c = -j 0,01629$ p.u.

gerador com $IN = 1$ p.u $\cos\phi=0,95$ capacitivo = $0,9500 + j 0,3122$

Corrente normal em cada ramo = $IN/3 = 0,333$ p.u.

Corrente para o ramo com a bobina jumpeada

$$I = \frac{IN}{3} - I_c = 0,3167 + j0,1041 + j0,01629 = 0,3388 \text{ p.u.} \quad \therefore 101,6 \% \text{ do valor normal, ou}$$

sobrecarga de apenas 1,65 %.

Corrente para os ramos saídos

$$I = \frac{IN}{3} + \frac{I_c}{2} = 0,3309 \text{ p.u.} \quad \therefore 99,26\% \text{ do valor normal}$$

Os cálculos mostram que a influência no aquecimento do enrolamento será pequena, podendo ser desprezada. Face ao estado precário da isolamento, e procurando aumentar a vida útil deste enrolamento até o início da substituição do mesmo, foi solicitado limitar a potência da UG-01 a no máximo 150 MW, reduzindo assim os esforços mecânicos sobre as barras em cerca de 22% uma vez que estes esforços são proporcionais ao quadrado da corrente.

4.2 - Enxerto do núcleo magnético

Em função da deterioração da isolamento das barras estatóricas ocorreu um curto circuito fase terra de uma bobina de fundo do enrolamento do Gerador 01, o qual resultou em fusão de lâminas do pacote estatórico bem como sobreaquecimento das barras estatóricas próximas a região afetada, visto na foto 02.



Foto 02 - Fusão das lâminas do núcleo entre as ranhuras 422 e 423

Para reparo desta região desbastamos os dentes danificados eliminando os pontos de curto-circuito entre lâminas, preenchemos o "buraco" com material não magnético, com o objetivo de compactar os pacotes superiores e inferiores entre as ranhuras afetadas, evitando a vibração de lâminas nesses pacotes, o que causaria danos à isolamento da barra; sendo então reinseridas novas barras em substituição às que foram retiradas.

4.3 - Substituição de barras devido eletroerosão

Durante as paradas dessas UGs para análise e inspeção, verificamos que além do grande número de pontos de corona, diversos calços separadores entre barras estavam soltos ou mesmo "caídos", as amarrações de cabeças de bobinas apresentavam-se frouxas. Decidimos, executar uma correção parcial dessa situação, executando a retirada das barras que se apresentavam mais frouxas, refazendo a colocação de calços separadores, corrigindo as amarrações frouxas ao longo do enrolamento e, corrigindo os pontos de corona. As barras que foram retiradas apresentavam quase a perda total de seu material isolante na região de contato entre barras, em função da vibração e descargas elétricas. Quando retiramos as barras de bobinas das ranhuras do núcleo, constatamos que as mesmas já apresentavam um avançado estado de degradação provocados por um processo de eletroerosão e vibração entre barras, indicando portanto o término de sua vida útil.

5.0 - REFORMA DAS UGs 01 E 02 DA UHE ILHA SOLTEIRA

Durante 30 anos de operação das UGs 01 e 02 da UHE-ILS, a CESP sempre buscou resolver os problemas apresentados por essas máquinas, ora adotando técnicas convencionais de manutenção, ora adotando soluções inéditas e criativas para tentar prolongar ao máximo o tempo de vida útil dessas UGs, conseqüentemente postergando pelo máximo de tempo a necessidade de grandes investimentos e um grande período de indisponibilidade de geração

No período de 2003 à 2004 foi executada a reforma dos geradores 01 e 02 da UHE ILS, sendo substituídos seus enrolamentos e núcleo estatórico, reisolação das bobinas polares e redimensionamento das unidades geradoras. As UGs 01 e 02 pelo projeto original podiam ser operadas como compensadores síncronos e esta característica foi confirmada nesta reforma.

Dentro do escopo de reforma, modernizamos nossos geradores com :

- Substituição da classe de isolamento do enrolamento do estator;
- Instalação de acoplamentos capacitivos permanentes para medição de descargas parciais e instrumento de medição contínua, que em tempo real disponibiliza para o Centro de Engenharia de Manutenção, da CESP em São Paulo, informações destas Ugs para acompanhamento e análise.;
- Instalação de sensores para medição do entreferro e fluxo magnético;
- Reisolação das bobinas polares;
- Reforço da carcaça do Estator com alteração de projeto, passando para carcaça solidária ao núcleo.

6.0 - CONCLUSÃO

Estudamos os principais defeitos observados nos estatores dos Geradores 01 e 02 da UHE-ILS, fornecendo neste trabalho, informações básicas sem grandes detalhes, sendo úteis aos usuários de geradores hidrelétricos na apreciação dos problemas encontrados pela CESP, bem como dos resultados obtidos.

Deve-se lembrar, contudo, que os testes em geradores de grandes dimensões e potência, especialmente os realizados no local, não são experiências precisas, algum senso comum de engenharia prática torna-se portanto usualmente necessária ao avaliar as condições de funcionamento de geradores.

Na impossibilidade de adoção de medidas preventivas eficazes que solucionassem o problema, optamos por explorar ao máximo o equipamento, estudando cada ocorrência intempestivas, assim como as manutenções programadas.

A degradação da isolação foi um dos pontos mais estudado, face a grande quantidade de barras com este problema, e que nos subsidiou diagnosticar através desta, o final de vida útil dos enrolamentos. Concluímos que não existia possibilidade de correção confiável, sem uma grande intervenção no enrolamento da UG01 e UG02, dando a forma construtiva do enrolamento. Chegando no diagnóstico final, que a reforma completa dos geradores estava na eminência de acontecer, pois era inviável o custo de manutenção destes equipamentos devido ocorrências pela degradação da isolação, que levaria a uma elevada indisponibilidade intempestivas, com possibilidades de danos maiores e conseqüentemente, maiores tempos de intervenção para manutenção.

Baseando-se nos resultados das análises de vibração efetuadas, buscou-se minimizar ou eliminar a vibração que era a causa de todos os problemas, e concluímos que a técnica aplicada no reaperto do núcleo estatórico não foram eficientes e demais técnica adotada.

Conviver com o problema buscando a sobrevida destes geradores era nosso risco medido. Operar geradores até a falha do mesmo pode ser injustificado com base na confiabilidade da operação, entretanto, quando consideramos máquinas que apresentam fim de vida irreversível, o seu prolongamento Operativo, além de trazer informações técnicas preciosas da sua degradação, promovem observações de tendências de longo prazo no comportamento das isolações e, adiam investimento que estão cada vez mais escassos.

É importante ressaltar que o tempo de vida útil estimado de um Gerador Síncrono é em média 40 anos, e que com as técnicas empregadas nas MPPs conseguimos chegar no máximo operativo destas UGs, conseguindo assim uma sobrevida para esses geradores, até as reformas e modernizações executadas.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Relatório de Montagem M12/2 – ESTATOR TOSHIBA, JULHO – 1977, CESP, São Paulo 1977.
- (2) Medida, Análise e Avaliação de Vibrações na Usina Hidroelétrica de Ilha Solteira, novembro de 1978. IPT, São Paulo 1978.
- (3) SEMINÁRIO DE MANUTENÇÃO DE USINAS/1984 – PROBLEMAS EM ESTADORES DE GERADORES, CESP, São Paulo 1984.
- (4) Análise Técnica TGEM/001/1993, CESP, São Paulo 1993.
- (5) Relatório Técnico TTC /003/1997, CESP, São Paulo 1997.
- (6) Análise Técnica GME /031/2001, CESP, São Paulo 2001.
- (7) Análise Técnica GME /014/2002, CESP, São Paulo 2002.