



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPT/05
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS- GPT

SUBSTITUIÇÃO DOS ANÉIS DE RETENÇÃO DO ROTOR DE UM TURBOGERADOR DE 760 MVA

**Márcio Rezende Siniscalchi (*)
ELETROBRÁS- ELETRONUCLEAR**

RESUMO

Os turbogeradores são providos de dois anéis de retenção fabricados com uma liga inoxidável não magnética que tem a finalidade de fixar as terminações das bobinas do rotor em ambas as extremidades.

Os anéis de retenção mais antigos foram fabricados com a liga 18Mn5Cr. Esta liga é susceptível à corrosão sob tensão. Nesta liga metálica, com a presença de umidade aliada aos esforços mecânicos pode dar início a uma trinca intergranular que pode resultar numa falha catastrófica.

Periodicamente é necessário que se façam ensaios não destrutivos como o líquido penetrante e ultrassom. O ensaio de ultrassom com o anel de retenção no local é pouco confiável, pois, aparecem muitos sinais refletidos que mascaram o teste. A ocorrência maior de trincas é na face interna do anel de retenção.

Como a remoção deste anel é uma tarefa complexa a recomendação atual é que se substitua os anéis por outros novos com a liga 18Mn18Cr.

Este trabalho pretende mostrar como foi a substituição dos anéis de retenção do turbogerador de 760 MVA pertencente à Usina Nuclear de Angra 1.

PALAVRAS-CHAVE

Angra, Anel, Rotor, Turbogenerador, Usina.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Usina Nuclear de Angra 1 possui um turbogerador de 760 MVA de 4 pólos resfriado a hidrogênio que opera sincronizado com o sistema elétrico comercialmente desde 1982. Os anéis de retenção foram fornecidos originalmente com a liga inoxidável e não magnética de 18Mn5Cr.

A Eletronuclear optou por substituir estes anéis por recomendação de diversos fabricantes de turbogeradores além de contratar o serviço de alívio de tensões no corpo do rotor denominada de "stress relief groves" e ainda as modificações dos dentes do rotor denominada "tooth top machining".

No desenvolvimento dos trabalhos foi reparado um curto circuito nas barras do rotor o qual já era conhecido e foi localizado durante o ensaio de balanço de impedâncias.

Falhas catastróficas em partes rotativas de turbinas e geradores já ocorreram. Um rotor explodiu em 1974, também ocorreu a ruptura de uma palheta da turbina em Barsebeck na Suécia (1979) e em Northwest (1989) um anel de retenção se rompeu sob máxima carga provocando a perfuração da carcaça onde houve fogo no hidrogênio e todo o rotor teve de ser rebobinado com custos em torno de US\$ 10.000.000 (1).

(*) Rodovia Governador Mario Covas Km 500 – Condomínio Engenho casa 39 - ITANEMA – CEP 23940000
Angra dos Reis, RJ – Brasil.

Tel: (+55 24) 34211917 – (+55 24) 998310719 – Email: mrsinis@terra.com.br

2.0 - TRABALHOS DESENVOLVIDOS E A SUBSTITUIÇÃO DOS ANÉIS DE RETENÇÃO

2.1 Ensaaios não destrutivos recomendados para prevenir falhas em anéis de retenção

Uma revisão do histórico de problemas em anéis de retenção realizada em 1982 revelou 37 falhas sendo que 32 envolviam anéis de retenção não magnéticos e, muitos haviam falhado devido à corrosão sob tensão intergranular (IGSCC). Tais falhas podem ser identificadas se houver inspeção periódica quando se remove o rotor do estator, normalmente a cada 5 anos.

Os testes mais recomendados são:

- . inspeção visual;
- . ensaio de líquido penetrante fluorescente;
- . ensaio de Eddy current;
- . ensaios em réplicas se há indicações;

A inspeção visual deve ser feita em todas as superfícies acessíveis e deve ser observada qualquer mancha, ferrugem ou corrosão nos anéis ou no rotor do gerador. Qualquer superfície com cobertura protetora como verniz deve ser cuidadosamente examinada uma vez que a cobertura pode dificultar a evidência de perfurações (pit) ou trincas (crack). Observar qualquer evidência de vazamento de água para dentro da máquina proveniente de trocadores de calor e também se há algum depósito de umidade sobre os anéis.

Se qualquer destes sintomas for notado, os anéis devem ser removidos para uma inspeção mais completa em ambas as faces interna e externa. Os anéis de 18Mn5Cr são os mais susceptíveis. Se não houve indicação visual um teste de líquido penetrante fluorescente pode ser feito e se este teste revelar "pit" ou "crack", o anel deve ser removido para inspeção mais detalhada.

A figura 1 ilustra um anel de retenção com denominações em inglês.

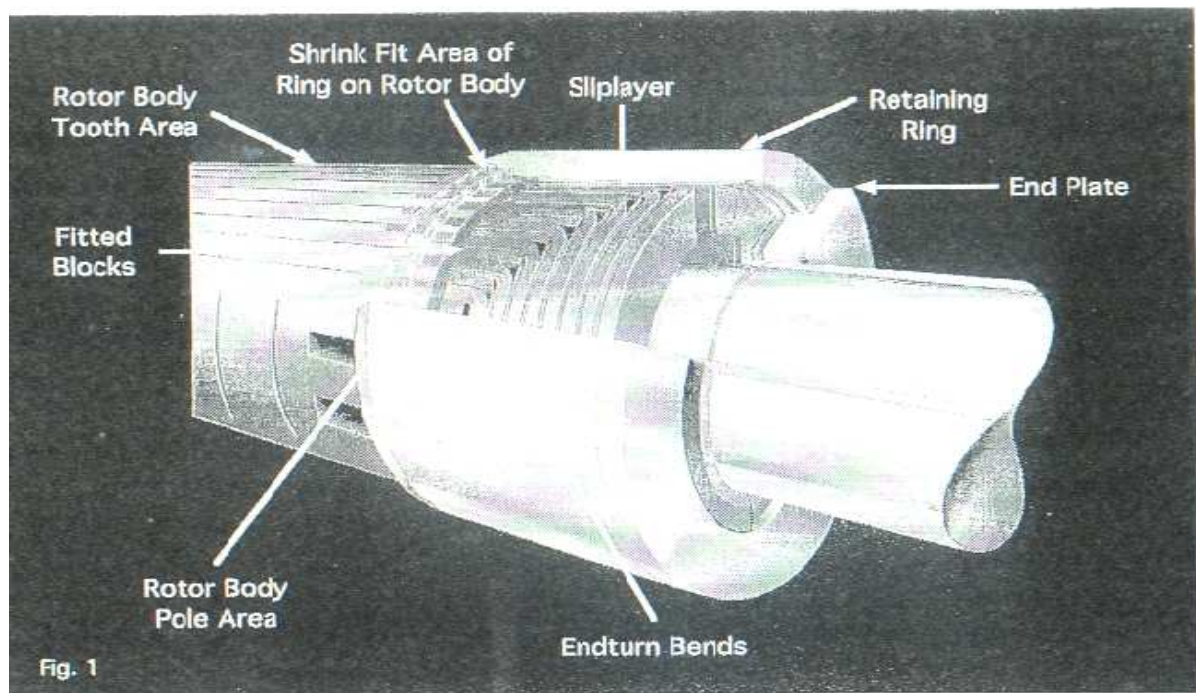


Figura 1 - Ilustração de um anel de retenção

O ensaio de líquido penetrante fluorescente deve ser realizado no anel sem nenhuma cobertura tendo o cuidado para não utilizar agentes agressivos ou solventes que contenham água. O resultado desta inspeção deve ser cuidadosamente documentada, incluindo detalhes de desenhos ou fotografias em "close-up". Um detalhado histórico de operação deverá ser incluído contendo número de partidas e paradas além das variações bruscas de carga. Especial atenção deve ser dada para "pitting" agrupados ou em forma de linha. Na parte interna do anel atenção particular deve ser dada para as áreas críticas, estas áreas têm a tendência de armazenar umidade.

O teste de Correntes Parasitas, "Eddy Current Test" (ECT), deve ser usado após o teste de líquido penetrante fluorescente (FP) pois alguns tipos de falhas como trincas muito pequenas ou o início de "stress corrosion cracking" (SCC) provocado por contaminação devido à material estranho ou corrosão, podem não ser detectadas pelo FP. Todos os dados devem ser armazenados para serem revisados a fim de determinar a fonte dos sinais de "Eddy

current” como material saudável na microestrutura, pitting por corrosão ou indicações lineares de Stress Corrosion Cracking. O ensaio EC pode ser usado para estimar a profundidade da trinca que irá facilitar a decisão para aceitar, reparar ou substituir o anel de retenção. Esta decisão que deverá ser tomada por pessoal especializado.

Muitas empresas tem explorado o teste de ultra-som (UT) para determinar se trincas pequenas, radiais ou axiais podem ser detectadas com confiança na região do diâmetro interno dos anéis sem a remoção dos mesmos. Testes e avaliações mostraram que isto não é prático porque a estrutura do grão da liga 18Mn 5Cr é muito grosseira, resultando num alto nível de sinal residual. Além do mais, a sensibilidade e a resolução são prejudicadas por reflexões sônicas da região de interferência do anel com o rotor. A interpretação dos resultados é complicada pela geometria complexa do anel com as canaletas das chavetas de travamento onde as trincas são mais prováveis. Alguns anéis forjados em décadas passadas podem apresentar intrusão de material estranho não metálico que podem ser detectados nos testes EC ou UT. As técnicas com réplicas de material podem ser usadas para determinar se as indicações são benignas, se são corrosão, pitting ou SCC (1).

2.2 Recomendações do fabricante aplicáveis ao rotor da Usina de Angra 1

O rotor do turbogerador de Angra 1 tem de 60 polegadas de diâmetro e foi fornecido com anéis de retenção da liga metálica 18Mn 5Cr e foram fabricados na década de 70..

As tarefas mais aplicáveis para modernização seriam a troca dos anéis de retenção juntamente com o alívio de tensão nos dentes do rotor. Adicionalmente foi oferecido o trabalho de alívio de tensão sob os anéis suportes do ventilador de hidrogênio (blower hub) e a substituição dos blocos suportes das cabeças das bobinas que utilizam molas não metálicas ao invés dos blocos com as molas metálicas originais.

De acordo com o Memorando de Manutenção OMM 103 (3) da Westinghouse o rotor de Angra 1 é Classe E, e segundo este OMM as trincas nos dentes do rotor aparecem em torno de 120 ciclos de partidas e paradas sendo que o número limite é em torno de 400 ciclos de partidas e paradas.

Na ocasião, em 1999, o número de ciclos estava em torno de 70 não incluindo os dados de fabricação de partidas e paradas à rotação nominal.

De acordo com estes dados e comparando Angra com outras unidades semelhantes a modificação chamada “Short Ring Modification” era a mais apropriada.

Com a substituição dos anéis e com o alívio de tensões nos dentes do rotor a vida útil pode se estender para 2700 ciclos.

Ficou decidido então contratar os seguintes serviços:

Fabricação de dois anéis de retenção com o material 18Mn18Cr e dois “liners” (custo US\$ 400,000.00), remoção e instalação dos anéis novos (US\$ 376,998.00), modificação dos dentes de encaixe do rotor (US\$ 32,711.00) e alívio de tensões no corpo do rotor (US\$ 22,638.00).

2.3 Alívio de tensões nos dentes de encaixe do rotor.

De acordo com o OMM 103 (3) da Westinghouse o início de trincas nos dentes do rotor podem aparecer com 60 a 120 ciclos de partidas e paradas e, dependendo da extensão da trinca, pode provocar um curto circuito no rotor ou provocar danos estruturais. Estes dentes de encaixe do anel de retenção do rotor estão sob esforços continuamente e estes esforços aumentam quando o rotor está parado (standstill) que ocorre em Angra 1 a cada 12 meses onde se desliga a unidade para a troca de combustível e o turbogerador fica na condição de giro lento a 2 rpm ou então parado devido aos ensaios não destrutivos (NDE) nos estágios de alta ou baixa pressão da turbina. Devido a estas deflexões, os dentes de encaixe do anel de retenção no rotor sofrem diversos esforços durante os ciclos de operação por causa das forças centrífugas e durante o período que estiver parado devido ao imenso peso do rotor que é de 105 Toneladas. A figura 2 ilustra a direção destes esforços.

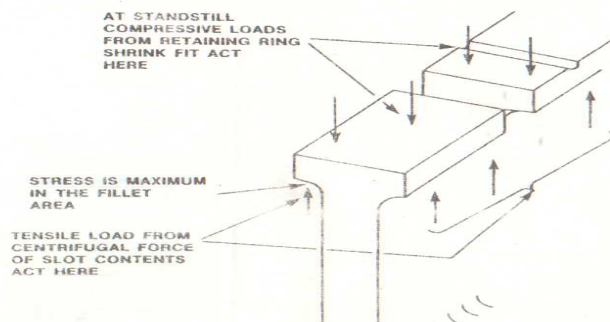


Figura. 2 - Esforços localizados nos dentes de encaixe do rotor

Como estes dentes têm o formato de um T, os esforços máximos são justamente na cabeça do T, ou seja, no ponto mais frágil. Estes pontos concentram as tensões e é onde pode dar início a trincas após 120 ciclos de operação para turbogeradores resfriados a hidrogênio.

Para aliviar estas tensões é então retirada uma quantidade de material do ponto de maior concentração de esforços utilizando-se uma ferramenta especialmente desenvolvida para esta tarefa.

Todos os dentes são então modificados. Antes de se iniciar o desgaste do material é realizado um teste de “Eddy Current” em cada dente e depois de executado o desgaste é também realizado novo teste de “Eddy Current” a fim de verificar se não permanece um sinal de trinca ou fissura.

Na figura 3 apresentamos como ficaram os dentes de encaixe do rotor após a modificação “top tooth machining”.

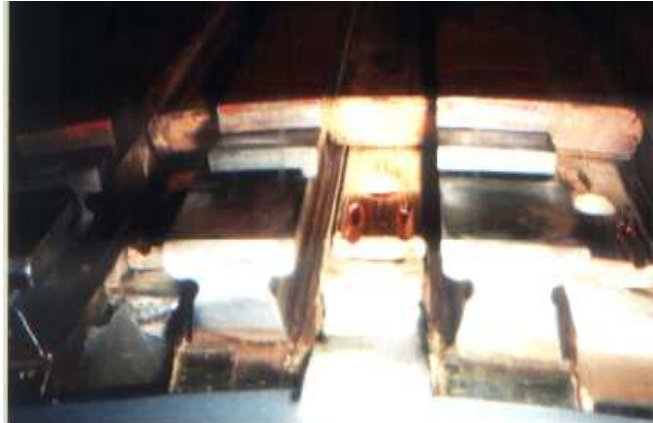


Figura 3 - Modificação nos dentes de encaixe do rotor.

2.4 Alívio de tensões no corpo do rotor.

De acordo com o “Availability Improvement Bulletin 9101” de maio de 1991 (4), durante inspeções realizadas no local de interferência entre os cilindros suportes das palhetas dos ventiladores, “blower hubs”, foram observadas trincas em três rotores de turbogeradores resfriados a hidrogênio.

As regiões com alta tensão mecânica provocadas pelos ciclos de operação nos locais das interferências do cilindro com o rotor são os pontos onde se iniciam as trincas.

Se os “hubs” são removidos no curso de uma outra inspeção como por exemplo a remoção dos anéis de retenção do rotor para NDE no interior do anel, recomenda-se aproveitar este trabalho e realizar o “stress relief grooves” que nada mais é que a remoção de material exatamente no local de maior tensão no encaixe dos “hubs”.

Os cortes são circunferenciais em formato arredondado com uma profundidade de 0,75 e diâmetro de 1 polegada. Os cortes foram executados com o rotor apoiado sobre os blocos “V” que era movimentado por um dispositivo hidráulico acoplado na ponta do eixo do lado excitatriz. Na outra extremidade foi instalada uma ferramenta de corte.

Então o rotor girava a baixa rotação e a ferramenta ia aos poucos removendo material na posição determinada pelo MEMO 9101.

Na figura 5 dá-se para ter uma visão da instalação do equipamento utilizado. Um acionador hidráulico girava o rotor à baixa rotação e na outra extremidade uma ferramenta de corte fazia a remoção do material.

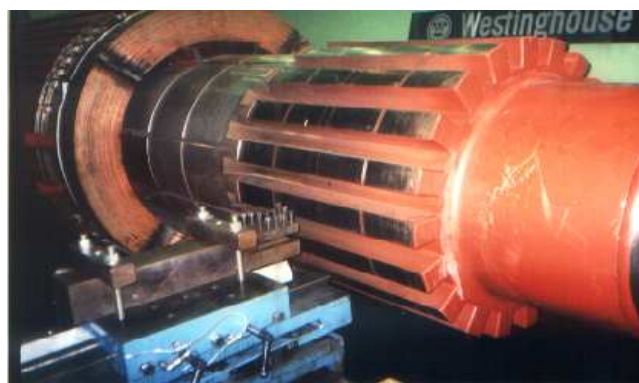


Figura 4 -Dispositivo de corte e o alívio de tensão no corpo do rotor.

2.5 Substituição do Anéis de Retenção

Este trabalho foi o principal e, devido a remoção dos anéis de retenção é que se contratou o Alívio de Tensões nos dentes do rotor e no corpo do rotor.

Inicialmente é necessário remover o rotor de dentro do estator, instala-lo sobre roletes acionados a motor elétrico, depois remover os anéis com um dispositivo de aquecimento por alta frequência, e finalmente instalar novos anéis.

A seguir listaremos as tarefas:

Montagem e teste dos equipamentos

Primeiramente se instalou próximo ao local do trabalho: fontes de energia, (480 Vac, trifásico, 250 A; 480 Vac, trifásico, 100 A; 220 Vac, trifásico, 60 A; 110 Vac, 40 A), água de refrigeração para o dispositivo de aquecimento por radio frequência (água do sistema de proteção contra incêndio com 9 kgf/cm² de pressão), sistema de drenagem (foi utilizado o sistema de drenagem existente no piso da turbina da Usina)

Em seguida foram instalados roletes para a movimentação do rotor. Os trabalhos iniciaram na sequência que se segue:

Inventário de todas as ferramentas e materiais

Organização da área de trabalho próxima ao turbogerador e instalação dos blocos em “V” para de alívio de tensões no corpo do rotor.

Instalação de roletes acionador por motor elétrico.

Inspeção visual do rotor

Colocação do rotor nos blocos V e do dispositivo de movimentação.

Realização uma bateria de medidas mecânicas e testes elétricos (impedancia, resistencia ohmica e resistencia de isolamento, queda de tensão AC ao longo do rotor)

Desmontagem do rotor

Remoção do acoplamento do lado da Turbina.(TE)

Remoção dos suportes do ventilador (hub)

Remoção do espaçador do ventilador

Remoção do anel de retenção do lado da turbina

Remoção do anel de retenção do lado da excitatriz (EE)

Remoção da placa de fechamento do anel do lado TE

Remoção da placa de fechamento do anel do lado EE

Inspeção nos dentes do rotor

Remoção das cunhas de fechamento das extremidades

Execução de Eddy current inicial nos dentes do rotor

Execução do trabalho de alívio de tensão nos dentes de encaixe.

Execução de novo Eddy current nos dentes do rotor.

Remoção do curto circuito no rotor

Testes para localização do curto circuito

Remoção das barras do rotor

Reparo no curto circuito

Montagem das barras

Tratamento térmico

Instalação das cunhas de fechamento finais

Preparação para a remontagem

Inspeção visual das cabeças das bobinas

Testes elétricos

Limpeza completa das superfícies do rotor

Limpeza a vácuo das cabeças das bobinas

Testes não destrutivos no acoplamento, hubs, espaçador e placas de fechamento

Montagem do rotor

Instalação das placas de fechamento no novo anel de 18Mn18Cr

Substituição dos blocos axiais existentes por outros de modelo novo

Instalação do anel 18Mn18Cr no lado da turbina

Execução de testes elétricos

Instalação do anel de retenção do lado da excitatriz

Execução de novos testes elétricos

Instalação do espaçador do blower

Instalação dos hubs do blower

Instalação do acoplamento

Instalação dos pinos novos no acoplamento

Instalação dos componentes finais, abafadores e selos.

Testes Finais

- Pintura do rotor
- Testes elétricos
- Teste de vazamento pelo selo axial
- Inspeção visual
- Colocação do rotor nos blocos "V" para as medidas finais.
- Verificação se a usinagem do acoplamento estava dentro das tolerâncias
- Desmontagem do canteiro de obras
- Preparação para embarque dos equipamentos importados.

A Figura 5 mostra o anel de retenção 18Mn18Cr já montado no rotor e também é possível ver a remoção de material para o alívio de tensão no corpo do rotor na região dos "blower hubs".



Figura 5. Anel de retenção do lado da turbina

2.6 Reparo do curto circuito entre espiras do rotor.

Em revisões anteriores já tinha sido detectado um desbalanço nas impedâncias entre os polos. O valor do desbalanço de impedâncias obtido durante os trabalhos de substituição dos anéis de retenção foi em torno de 12% e, através de testes, localizou-se o curto circuito no polo 4 entre as espiras 4 e 5 da bobina 2. Como o valor aceitável para um desbalanço de impedâncias é em torno de 2 a 4% foi decidido então reparar o defeito.

Foi necessário então remover as cunhas de fechamento na ranhura 2 e ir removendo as bobinas até atingir a região defeituosa.

Foi encontrado um ponto muito pequeno de contato entre as espiras 4 e 5. Para a remoção das bobinas foram desfeitas as soldas com uma máquina de indução, onde teve o seu cabeçote adaptado para as dimensões da bobina. Em seguida preparada a superfície e colocado novo isolamento (classe F) refeita as soldas e finalmente um tratamento térmico.

O desbalanço de impedâncias ao final do reparo ficou em torno de 2 %.

Depois de reparado o curto circuito, foram refeitas todas as medidas e em seguida foi realizado um teste de vazamento dos selos radiais utilizando nitrogênio a uma pressão de 200 psi por um tempo de 15 minutos. O vazamento deve ser zero, medindo-se a queda de pressão através de um manômetro com divisões da escala em 0,1 psig.

O trabalho final foi a pintura com um verniz isolante tipo o "Glyptal" da GE.

O rotor foi mantido em uma estufa aquecida para manter os níveis de isolamento elétrico.

3. CONCLUSÃO

A decisão de se trocar os anéis de retenção do gerador de Angra 1 foi para aumentar sua vida útil do turbogerador além de prevenir uma falha de grandes proporções.

Aproveitando a remoção dos anéis foram realizados os trabalhos de alívio de tensões que evitará a formação de trincas e aumentará a margem de partidas e paradas do turbogerador.

Comparando os custos do reparo, que ficaram em torno de 900.000 dólares, conclui-se que é um investimento plenamente recompensado, pois uma falha deste anel pode causar danos irreparáveis.

Este tipo de trabalho sendo realizado por uma empresa especializada e com experiência neste tipo de modificação aumenta a confiança nos resultados.

Muitos imprevistos que apareceram foram resolvidos dentro do prazo estimado. Um fato de grande importância é que com os novos anéis de 18Mn18Cr as falhas de corrosão sob tensão são reduzidas se as condições de baixa umidade dentro de um turbogerador resfriado a hidrogênio forem mantidas dentro dos limites estipulados pelo fabricante além da boa preservação do rotor durante as paradas. Os fabricantes recomendam manter os testes não destrutivos nos anéis de retenção 18Mn18Cr durante as paradas de manutenção quando se remove o rotor.

O resultado final foi bastante satisfatório, o turbogerador voltou a operar à plena carga sem apresentar vibração, fuga de corrente ou baixo isolamento.

4 .REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1). NOTTINGAN, Lawrence D., Power Engineering: "ND test of generator retaining rings can prevent failures", Feb. 1979, USA.
- (2). TECHNICAL INFORMATION LETTER TIL 1097-3, "Replacement of Generator Retaining Rings", March 18, 1991. GE Power Generation Product Service, USA.
- (3). WERNER, R. T., Operation & Maintenance Memo 103, Revision 2. Westinghouse. April 15, 1997 "Distress of Rotor Tooth tops of Inner-cooled generator rotor ", USA.
- (4). MECK, C. W., "Availability Improvement Bulletin 9191. Westinghouse May, 3 1991. "Modification of Inner-cooled generator rotor shafts with stress relief grooves", USA.
- (5). REBER, R. M., Operation & Maintenance Memo 068, "Recommendations for control and Detection of stress corrosion of nonmagnetic retaining ring zone rings on generators rotors", Westinghouse, March 18, 1987, USA.

5. DADOS BIOGRÁFICOS

Márcio Rezende Siniscalchi nasceu em Itajubá MG em 1956, possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (1978) e mestrado em Engenharia Nuclear pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE- (2004). Trabalhou na Usina Nuclear de Angra 1 desde 1980 até 2014. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica de Potência, com ênfase em geração de energia elétrica especialmente em turbogeradores resfriados à hidrogênio. É membro do CIGRE Brasil e atualmente Coordenador do Comitê de Estudos de Máquinas Rotativas CE A1.