

SUAS MÁQUINAS DE ALTA TENSÃO TÊM TORRADO ULTIMAMENTE? O MONITORAMENTO DAS DESCARGAS PARCIAIS COMO FERRAMENTA DE MANUTENÇÃO PREDITIVA

Autor: Marcus Eugênio Santos de Almeida (1)

RESUMO

Uma parada inesperada de uma planta industrial ou processo produtivo devido à queima de um ativo de alta tensão, como motor, gerador, transformador a seco ou seccionadora, pode causar prejuízos inimagináveis. No caso de motores e geradores, está comprovado pelo IEEE que 40% dos danos são relatados como falhas na isolação dos enrolamentos estatóricos.

Diferentemente das manutenções corretivas e preventivas, que se baseiam respectivamente na falha e no tempo, a manutenção preditiva está baseada no monitoramento constante da máquina em sua condição de operação nominal, quando todos os estresses estão presentes. O monitoramento e análise das descargas parciais é a ferramenta mais moderna e adequada para acompanhar com antecedência a evolução no tempo dos processos de falhas acontecendo nos enrolamentos estatóricos de grandes máquinas girantes, bem como suas causas, permitindo a tomada de decisões e conseqüentes ações de manutenção.

O estudo apresenta noções básicas da análise de descargas parciais e cita alguns casos de falhas em máquinas não monitoradas e os prejuízos que essas falhas acarretaram.

(1) Polux Tecnologia em Equipamentos Ltda.
Diretor-Presidente
E-mail: marcus.almeida@poluxtec.com.br

1) Introdução

No momento atual, a desregulamentação, a competição e a busca incessante pelo lucro estão levando à necessidade de práticas incrementadas de negócio em todos os níveis dentro da indústria, seja ela na de geração de energia ou na produção industrial. Entretanto, paradas não planejadas, inabilidade de se adequar ou atingir a demanda do mercado, incidências de segurança e de meio ambiente – todos são sérios problemas que ocorrem devidos a falta de confiabilidade e falhas de equipamentos. A grande maioria dos problemas cai sempre no mesmo ciclo:



O resultado dessas ocorrências é sempre um redemoinho de erosão do lucro e custos fora de controle. Muitas companhias ainda estão enterradas nesse ciclo porque não possuem sistemas de informação que permitam acesso efetivo ao estado geral de seus equipamentos e máquinas. Perde-se assim a habilidade de criar estratégias que permitam o conhecimento da capacidade de utilização das máquinas, de evitar falhas e de maximizar o lucro. Apesar de existir sempre uma quantidade enorme de atividades de manutenção, os incrementos na capacidade de utilização e confiabilidade das máquinas nunca serão atingidos sem um novo tipo de manutenção, denominada “preditiva”.

Por exemplo, em um caso real, um turbogerador de 40MW, alimentado por turbina movida a farelo de madeira, entrou em curto-circuito logo após quarenta dias de operação nominal. A isolação dos enrolamentos, fabricada pelo método Global VPI, apesar de considerada adequada pelos testes off-line de fábrica, não resistiu aos estresses da operação nominal.

Em outro caso real, um parafuso preso entre bobinas adjacentes de diferentes fases, provavelmente por procedimento inadequado de montagem, causou inicialmente a erosão da isolação das bobinas, e depois um curto-circuito entre fases em um grande hidrogerador de 292MW. Esse fato ocorreu antes da primeira parada de 8.000 horas de operação nominal. A presença do parafuso foi constatada pela aplicação de um ímã nos resíduos (gotas) de material derretido das barras.

A implementação de um projeto bem estruturado de incremento da confiabilidade através da manutenção preditiva alcança resultados rápidos. O problema muito comumente levantado em qualquer organização - “*Nós não temos os recursos necessários para implementar um projeto de aumento da confiabilidade de nossas máquinas*” - deve ser revisto. Normalmente, a natureza dos investidores é focar a atenção em coisas mais palpáveis. Implementado inicialmente em áreas de alto risco, como por exemplo, nos mancais e enrolamentos estatóricos das máquinas rotativas de alta tensão, o retorno acontece em menos de um ano. Estudos demonstram que em menos de três anos, a otimização dos investimentos em confiabilidade mostra retorno de cinco a doze vezes o investimento no projeto, e a alocação dos recursos necessários simplesmente se torna parte necessária da solução.

2) Tipos de Manutenção

Ainda hoje, muitas empresas utilizam o tipo mais básico de manutenção, não somente para sistemas banais como iluminação, etc., mas para sistemas mais complexos como grandes máquinas rotativas em alta tensão.

Esse procedimento consiste simplesmente em operar o sistema ou máquina até a falha. Depois de constatada a falha, efetua-se a reparo e/ou manutenção, e o processo se inicia novamente. É comumente chamado de Manutenção Corretiva. Sem dúvida, é o modo mais incorreto de se efetuar manutenção, pois podem ocorrer altíssimos custos inesperados em função de grandes danos e perda de produção, com conseqüente prejuízo financeiro.

Outro tipo de manutenção, mais avançado que o anterior, mas que ainda gera muitos riscos, é a Manutenção Preventiva. Também é conhecida como manutenção baseada no calendário, ou sua derivada, a manutenção baseada nos resultados de inspeção. Diferentemente da anterior, a equipe de manutenção da planta possui uma programação de parada e, durante essa parada, efetua uma inspeção visual e vários tipos de testes que se supõem necessários para se obter uma idéia do estado que se encontra o equipamento ou máquina naquele momento.

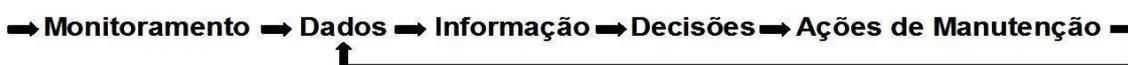
Apesar de largamente utilizado e apresentar alguns resultados úteis, esse tipo de manutenção é efetuado muitas vezes desnecessariamente, é custoso, consome muito tempo, apresenta uma eficiência muito baixa e é totalmente incapaz de apresentar um perfil correto do estado do equipamento. Pior que isso, geralmente o pessoal de manutenção assume como verdade absoluta a condição em que o equipamento se encontra conforme indicado por testes off-line (com a máquina parada). Adicionalmente, existe sempre o perigo de se adicionar problemas na máquina quando se executam testes off-line (montagem e desmontagem de partes/peças, aplicação de altas tensões, etc.).

No caso de grandes máquinas rotativas de alta tensão, como motores e geradores, as condições encontradas em testes off-line não são as mesmas que ocorrem quando a máquina está em operação nominal. Nos testes off-line a condição é estática; ao passo que, nas máquinas rotativas as condições são dinâmicas, e isso faz toda a diferença. E justamente por possuir apenas resultados de testes off-line, não conclusivos sobre as reais condições da máquina e dos diversos estresses agindo sobre a mesma, é que, mesmo assim, muitas máquinas falham entre paradas de manutenção.

Com os avanços da instrumentação e da computação, um novo tipo de manutenção foi desenvolvido e está sendo cada vez mais aplicado na indústria em geral. Trata-se da Manutenção Preditiva, ou também conhecida como Manutenção Baseada nas Condições da Máquina (CBM, do inglês "Condition Based Maintenance").

O principal objetivo da Manutenção Preditiva é eliminar manutenções de rotina e permitir ao usuário trabalhar no equipamento somente quando um sistema de monitoramento indicar que tal serviço está sendo necessário.

Sua principal ferramenta é a adoção do monitoramento on-line através de instrumentação digital, que efetua leituras dinâmicas do comportamento e desempenho, permitindo análise das condições reais da máquina. Nessa condição, os parâmetros monitorados são mostrados como tendência no tempo para prever quando parar a máquina, permitindo tempo para planejar os procedimentos de manutenção e efetuar a manutenção somente quando e onde for necessário. Em resumo:



Assim, dependendo das condições fornecidas pelos dados obtidos, as ações de manutenção podem ser de vários tipos, como por exemplo: parar para executar outros testes, priorizar a parada, subutilizar a máquina, definir uma

máquina reserva, contratar mão de obra especializada, adquirir materiais necessários para reparo, ou mesmo, não parar a máquina (continuar monitorando).

Em resumo, o monitoramento permite executar os 3 “Certos” da manutenção:

Manutenção Certa → na máquina Certa → no tempo Certo

3) Vantagens do Monitoramento On-Line

Apesar de muitas vezes as vantagens não serem palpáveis ou facilmente medidas e/ou contabilizadas, diversos casos comprovam que o Monitoramento On-Line colabora na diminuição dos custos, no aumento da eficiência da manutenção e na disponibilidade das máquinas, pois permite e/ou fornece:

- Condições de se verificar com antecedência problemas em desenvolvimento na máquina, permitindo planejamento da manutenção em longo prazo de modo a minimizar riscos de paradas não previstas
- Informações que possibilitam ajuste fino das partes mecânicas e desempenho otimizado de modo a minimizar estresse e evitar envelhecimento prematuro
- Verificação dos efeitos de qualquer trabalho ou ajuste mecânico e diminuição do tempo e esforço para alcançar tolerâncias requeridas
- Diagnósticos rápidos, oportunos e precisos da máquina
- Determinação das prioridades na manutenção e limpeza
- Aumento da segurança
- Detecção das áreas com probabilidade de falhas, de natureza mecânica, elétrica ou inclusive de pessoal de manutenção
- Aumento das habilidades de operação e manutenção do pessoal
- Postergar ou cancelar uma parada programada desnecessária
- Planejamento eficaz de uma parada programada (eliminar testes desnecessários, comprar antecipadamente somente materiais necessários, distribuir adequadamente os recursos humanos, minimizando necessidade de horas extras, etc.) – o planejamento eficiente diminui o período da parada programada
- Informações verdadeiras sobre condições da máquina, permitindo decidir se é necessário parar a unidade para inspeção em casos onde outros equipamentos de proteção sinalizam um problema
- Aumento da capacidade de produção através do monitoramento da sobrecarga da máquina
- Melhor conhecimento técnico permitindo operar máquinas críticas com mais segurança e confiança
- Extensão da vida útil de máquinas antigas, postergando repotenciação ou reforma muitas vezes desnecessária e inoportuna
- Dados técnicos e econômicos que permitem negociar menores prêmios de seguro
- Análise do comportamento dos componentes, evitando inclusive excesso de partes e peças de reserva
- Eliminação de paradas periódicas para medições estáticas
- Informações para se obter vantagem total da garantia, em máquinas novas ou em máquinas repotenciadas/reformadas, através da verificação das tolerâncias
- Prevenção de gastos de milhões de dólares, através de alarme na ocorrência de parâmetros críticos

Como exemplo mais prático, citamos abaixo os resultados de uma pesquisa multi-industrial (incluindo diversas indústrias de papel e celulose, alimentícias, têxteis, siderúrgicas e concessionárias de energia públicas e privadas) efetuada pela TEC/EUA, resumida pelo Eng^o Patrick March, Engenheiro Mecânico do TVA (*Tennessee Valley Authority Engineering Laboratory*), e publicada pelo EPRI [1]. Essa pesquisa apresenta os seguintes benefícios obtidos pelo uso de sistemas de monitoramento on-line como ferramenta da Manutenção Preditiva:

▪ Custos de manutenção	Redução de 50 a 80 %
▪ Danos nos equipamentos	Redução de 50 a 60 %
▪ Inventário de sobressalentes	Redução de 20 a 30 %
▪ Tempo de retirada de operação	Redução de 50 a 80 %
▪ Despesas de horas-extras	Redução de 20 a 50 %
▪ Vida útil da máquina	Aumento de 20 a 40 %
▪ Produtividade total	Aumento de 20 a 30 %
▪ Lucro	Aumento de 25 a 60 %

Em resumo, a relação custo x benefício relativa ao investimento em sistemas de monitoramento pode ser resumida na Figura I abaixo:

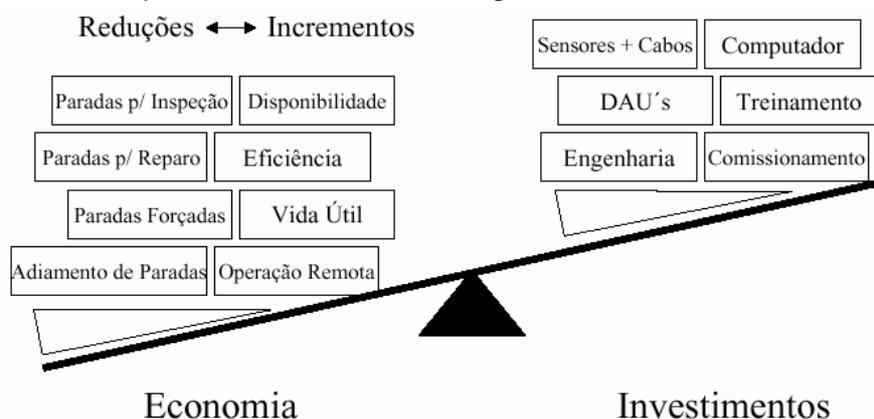


Figura I – Balanço da Relação Custo x Benefício

“Em apenas 2 horas, nós salvamos US\$ 480.000”. Essa citação foi feita pelo Eng. Judson Alward da Duke Power Company, EUA, em 1992, ao constatar, através do monitoramento de temperatura e vibração, sérios problemas se desenvolvendo nos mancais de algumas de suas máquinas durante condições operacionais nominais [1].

Porém, onde aplicar o monitoramento on-line em uma máquina grande rotativa de alta tensão?

- Temperatura – mancais, núcleo, barramento, etc.
- Vibração e Deslocamento – mancais, eixos e bases
- Entreferro – alinhamento (eixo) e circularidade (coroa polar e estator)
- Fluxo Magnético – isolamento dos enrolamentos polares
- Descargas Parciais – isolamento do enrolamento estatórico

4) Falhas nos Enrolamentos Estatóricos

Através da análise de milhares de resultados, o IEEE – Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos – concluiu que os problemas em grandes máquinas rotativas de alta tensão estão relacionados com:

- 50% das falhas → problemas em mancais, vibração, etc. (Mecânicas)
- 40% das falhas → problemas nos enrolamentos estatóricos (Elétricas)
- 10% das falhas → problemas no rotor, ou pólos (Elétricas)

Considerando que 40% das falhas em grandes máquinas rotativas são devidas a falhas nos enrolamentos estatóricos, faz sentido estudar as causas dessas falhas [2].

Existem muitos tipos de estresses agindo na isolação dos barramentos estatóricos, e raramente algum deles ocorre sozinho. Esses estresses podem ser de natureza diversa, como elétricos (em função da tensão), mecânicos (vibração), térmicos (sobreaquecimento), químicos, eletromagnéticos e como função do meio ambiente (umidade, contaminação). Quanto mais estresses estiverem presentes, maior será a taxa de deterioração da isolação. Por exemplo, em algumas isolações o aumento de 10°C na temperatura de operação reduz a vida útil em 50%; em outras, o aumento de 1% na tensão diminui a vida útil em 10%; e em todas as isolações, a abrasão aumenta exponencialmente com a amplitude de vibração das bobinas ou barras [2].

As principais causas das falhas na isolação de máquinas girantes estão abaixo descritas:

- a) Impregnação Inadequada: durante o processo produtivo, inadvertidamente alguns vazios podem ser deixados dentro da isolação do enrolamento como resultado de cura incompleta, alta viscosidade das resinas, falhas na pressão ou no vácuo aplicado nos barramentos, temperatura imprópria, ou mesmo a presença de objetos estranhos (resíduos).
- b) Descarga Elétrica na Ranhura: se a camada semicondutora da bobina deteriora, aparecem descargas elétricas (PD) dentro da ranhura e produção de ozônio. Ambos aceleram a decomposição das resinas epóxi ou poliéster. Devido à decomposição, as bobinas podem diminuir de tamanho e ficarem frouxas. Se isso ocorrer, podem surgir áreas de alto estresse elétrico. Se a impregnação foi mal executada, especialmente no caso de tintas, a cobertura semicondutora pode se tornar não condutiva em altas temperaturas, gerando áreas de estresse elétrico.
- c) Deterioração da Interface de Alívio de Tensão: devido aos altos estresses elétricos e temperaturas, a interface de alívio pode deteriorar, especialmente quando usada pintura ao invés de fitas. Como resultado, a interface de alívio perde contato com o núcleo, e flutua para níveis de alta tensão, fazendo surgir arcos da interface para a cobertura semicondutora (aterrada). Em máquinas refrigeradas a ar, essa ocorrência produz ozônio e deixa um anel de pó branco na saída da barra da ranhura.
- d) Enrolamento Solto / Frouxo: algumas resinas utilizadas atualmente encolhem após a cura, fazendo com que a bobina possa ficar solta dentro da ranhura. Também alguns tipos de cunhagens e materiais de fixação podem encolher ou ficarem quebradiços com o tempo, permitindo que bobinas fiquem soltas. Quando as bobinas ficam soltas, elas vibram e sofrem abrasão contra a parede do núcleo. Com o incremento do problema, a superfície pode se danificar totalmente devido tanto aos estresses elétricos quanto mecânicos.
- e) Espaçamento Inadequado: Devido a erros de projeto, algumas máquinas são construídas com um espaçamento inadequado entre barras de fases diferentes, nas cabeças das bobinas. Esse pequeno espaçamento pode ser suficiente para iniciar atividades de descargas parciais, com conseqüente erosão da isolação e eventual ruptura. Em máquinas refrigeradas a ar, ocorre o aparecimento de ozônio e formação de pó branco sobre as regiões onde as superfícies estão próximas. Quanto mais próximas estiverem as barras, maior será a destruição. Geralmente esses defeitos fase-fase podem levar muitos

anos para acontecer, entretanto produzem grandes quantidades de ozônio em máquinas refrigeradas a ar.

f) Vibração das Cabeças das Bobinas: devido ao projeto, muitas máquinas (principalmente geradores de dois pólos) possuem longas cabeças de bobina, que tem que suportar forças eletromagnéticas de 2ª harmônica (120Hz). Adicionalmente, se um motor tem partida direta da linha, ou um gerador é sincronizado fora de fase, altíssimas forças eletromagnéticas são impostas às cabeças das bobinas devido às altas correntes do estator fluindo nesse momento de partida (seis vezes a corrente nominal em um motor durante a partida equivale a trinta e seis vezes a força nominal nas cabeças das bobinas). Essa vibração pode causar movimentação em sistemas de bloqueio e amarração mal projetados e/ou montados, deixando as barras soltas, e conseqüentemente levando à ruptura dos condutores de cobre e da isolamento, e ao sobreaquecimento local, além de abrasão contra a ranhura, amarração e bloqueios.

g) Conexões Elétricas Deficientes: conexões mal feitas ou envelhecidas, em parafusos na conexão de cabos de alimentação de motores ou no fechamento (solda) das barras nos geradores, podem levar à oxidação do cobre e conseqüente faiscamento e sobreaquecimento localizados.

h) Transporte e Montagem: problemas adicionais à isolamento podem ser verificados quando os devidos cuidados não são tomados, como por exemplo, durante embalagem na fábrica, transporte, desembalagem e até mesmo durante procedimentos de montagem no campo (isolamento das conexões, inserção e/ou fixação das barras nas ranhuras, etc.). Verificação e acompanhamento constantes durante esses passos podem prevenir contra danos futuros.

i) Surtos ou Partidas Excessivas: chaveamentos, descargas atmosféricas e pulsos de inversores de frequência e/ou soft-starters podem gerar picos de três e meia vezes a tensão fase-neutro. Principalmente motores multi-espiras com dispositivos de partida tipo PWM devem ser acompanhados cuidadosamente, pois a falha na isolamento das espiras individuais, em função dos picos de tensão, pode levar à falha completa da isolamento em poucos segundos ou minutos. Surtos também podem levar à vibração das cabeças de bobinas.

j) Deterioração Térmica: quando exposta à sobrecarga térmica, a isolamento perde suas características adesivas, acarretando o fenômeno chamado de delaminação, ou “desfolhamento” das camadas. Os condutores internos de cobre ficam livres para vibrar e então atividades de descargas parciais aparecem nos vazios internos. Os danos à isolamento são cumulativos e não-reversíveis. A deterioração térmica pode ocorrer devido a diversos motivos, como operação contínua em regime de sobrecarga, erro no projeto das barras fazendo com que as mesmas trabalhem sempre em sobrecarga térmica mesmo com a máquina em operação nominal, refrigeração deficiente (ou entupida por contaminações) e desbalanço das fases. Em motores alimentados através de inversores de frequência, um problema adicional decorre do conteúdo harmônico extra que é dissipado como calor dentro do mesmo.

k) Ciclos de Carga: Os materiais que compõem as barras do estator possuem diferentes coeficientes lineares de expansão térmica. O cobre se expande linearmente devido às perdas por I^2R , enquanto que a isolamento a ele colada, devida ao seu baixo coeficiente de expansão e à menor temperatura a que está sujeita, não se expande do mesmo modo. Esse estresse pode causar o enfraquecimento da cola entre a isolamento e o cobre, levando a curtos entre os

condutores de cobre e espiras. Esse problema é mais comum em máquinas com grandes núcleos, com grandes barras ou bobinas (maiores que dois metros). As máquinas com maior incidência desse tipo de problema são turbogeradores de regime emergencial, hidrogeradores de horário de pico ou com problemas de reservatório e os motores/geradores de estações elevatórias. Mas talvez os motores sejam os que mais sofrem com esse estresse, devido aos surtos naturais de repetitivas partidas e paradas.

l) Contaminação dos Enrolamentos: A contaminação em uma máquina pode ser causada por uma mistura de vapor de óleo, poeira, sujeira, resíduos do desgaste de peças da própria máquina ou deixados em procedimentos de manutenção. Essa contaminação pode propiciar o aparecimento de pequenas “pontes” entre diferentes potenciais (na ranhura fase-neutro ou nas cabeças de bobinas fase-fase), causando o surgimento de descargas parciais que atacam a isolação. A contaminação também reduz a dissipação de calor pela cobertura semicondutora e pode inclusive entupir a refrigeração do estator, causando sobreaquecimento localizado ou generalizado. Outro fator pode ser presença de corpos estranhos, levando ao rompimento progressivo da isolação e eventual curto-circuito.

5) O que são Descargas Parciais?

Descargas Parciais (PD, do inglês “Partial Discharges”) são “centelhas”, “arcos” ou “faíscas” envolvendo o fluxo de elétrons e íons quando um pequeno volume de gás se rompe. Pode ocorrer em vazios ou bolhas no interior, ou adjacente ao sistema de isolação de altas tensões dos estatores de máquinas elétricas. Essas descargas são “parciais” porque existe uma isolação sólida (mica) em série com o vazio, o qual previne contra uma ruptura completa (curto-circuito). As centelhas geram pulsos de tensão em alta frequência que trafegam através dos enrolamentos do estator e que podem ser detectados nos terminais da máquina por “sensores”.

Além do fator dielétrico, as PD são o resultado de danos causados por vários estresses atuando nos enrolamentos do estator, sejam eles de características térmicas, mecânicas, químicas, eletromagnéticas ou do meio ambiente. O desenvolvimento progressivo das atividades PD é o maior sintoma da deterioração da isolação. As PD também contribuem para o envelhecimento e o aparecimento de danos na isolação. É importante ter em mente que a falha da isolação não é previsível, pois diversos fatores estão em jogo. Assim, o monitoramento PD, atuando como um alarme antecipado, permite acompanhar a degradação da isolação no tempo, dando subsídios para melhor tomada de decisão.

Quando a tensão 60Hz é aplicada na máquina, o estresse elétrico dentro do vazio aumenta até que uma condição de sobretensão ocorra. A ruptura dielétrica causa uma avalanche de elétrons dentro do vazio, que ocasiona o aparecimento de um pulso muito rápido (alguns nano-segundos) chamado PD, que se propaga pelos enrolamentos da máquina.

Conforme mostrado pela Figura II, quando a ruptura dielétrica acontece, a tensão através do vazio retrocede a um nível suficiente para sustentar a descarga. Apenas o pulso inicial de ruptura dielétrica é detectado pela maioria dos instrumentos como um pulso PD. Outros pulsos PD somente serão detectados quando a tensão dentro do vazio mudar de polaridade, e outra condição de sobretensão for estabelecida. Assim, para cada vazio, aparecerão dois pulsos PD detectáveis em cada ciclo CA. A frequência e a magnitude das

PD dentro do vazio são fenômenos complexos que dependem do tamanho, forma, superfície interna e pressão interna do gás. Quanto maior o vazio, maior a descarga.

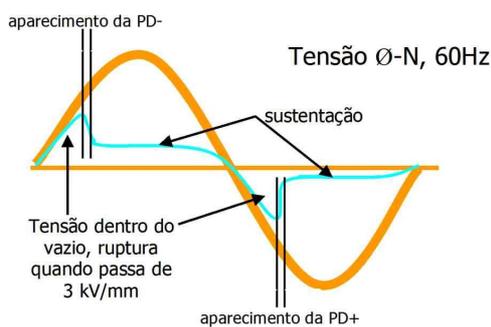
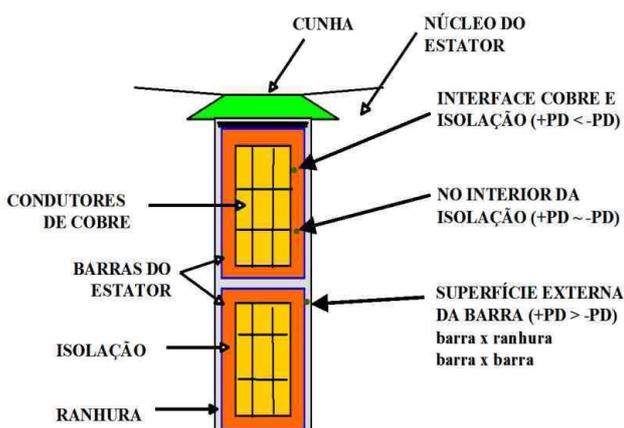


Figura II – Mecanismo de Aparecimento das PD

A tensão fase-neutro em uma máquina decresce linearmente até zero volts na direção do neutro. Uma vez que alto estresse elétrico (3 kV/mm, a ruptura dielétrica do ar dentro do vazio) é necessário para a ocorrência de PD, não existem PD nas bobinas/barras próximas ao neutro. As PD somente ocorrem nos 30% superiores das bobinas enquanto a máquina está em operação.

Um pulso PD é unipolar e caracterizado por rápido tempo de rampa (1 a 5ns) e pequena banda (2 a 6ns). O período de oscilação, o tempo de rampa e a magnitude variam para cada pulso. Isso depende da geometria da máquina, localização do pulso e material de isolamento. As PD são pulsos, produzem energia através de espectro de freqüência CC até GHz. Aplicando a fórmula $f = 1/T$, a faixa de freqüência para pulsos PD de 1 a 5ns (cujos períodos são de 4 a 20ns respectivamente) é de 50 a 250MHz.

O padrão das características de um pulso PD é difícil de definir. Diversos fatores como dimensões do vazio, gás dentro do vazio, pressão, capacitância, indutância, geometria e outros podem afetar a magnitude e a freqüência dos pulsos. Entretanto, algumas características básicas podem ser definidas baseadas na localização dos pulsos, conforme mostrado na Figura III:



- Na interface entre o condutor de cobre e a isolação;
- No interior da isolação;
- Dentro da ranhura, onde a superfície semicondutora da bobina está em contato com o núcleo;
- Externo à ranhura, ou entre barras na região das cabeças das bobinas.

Figura III – Localização dos Pulsos PD

A medição das PD requer um sistema de “sensores” que é capaz de:

- Estar permanentemente instalado próximo das fontes de PD nos enrolamentos estatóricos (lembrando que a medição ideal das PD deve ser on-line, com todos os estresses decorrentes da operação nominal)
- Suportar os níveis de tensão envolvidos, bem como outros fatores de estresse (umidade e temperatura, etc.)

- Detectar e medir pulsos de alta frequência vindos dos enrolamentos estatóricos (PD)
- Detectar (para depois descartar) pulsos de alta frequência vindos do sistema de potência (ruídos)

Além disso, o sistema de “sensores”, aliado ao equipamento de aquisição de dados, deve ser capaz de detectar e medir as seguintes características PD:

- Magnitude PD (relativo ao tamanho ou volume dos vazios)
- Contagem PD (relativo ao número de vazios ou defeitos)
- Polaridade PD (relativo à localização dos vazios dentro da seção da ranhura)
- Posição PD relativa à tensão Ø-N (relativo à localização de defeitos dentro da seção da ranhura ou das cabeças das bobinas)

O melhor “sensor” para a medição PD é o acoplador capacitivo do tipo epóxi-mica de 80pF. É simples, compacto, fácil de instalar, robusto, confiável e não apresenta riscos para as máquinas onde é instalado. Mais de 20.000 unidades estão em uso em todo o mundo e em todo tipo de máquina rotativa de alta tensão. Até então, nenhum problema foi reportado. O acoplador capacitivo bloqueia o sinal 60Hz e deixa passar os sinais PD de alta frequência, funcionando como um filtro passa-faixa.

Dependendo do tipo de instalação dos sensores (ou seja, levando em consideração o tamanho e potência da máquina) e do tipo de análise requerida pelo usuário, duas famílias de equipamentos (ou unidades de aquisição de dados) estão disponíveis no mercado: uma do tipo portátil para medições periódicas, e outra do tipo fixo para medições contínuas.

O Sistema PDA (do inglês “Partial Discharges Analysis”), composto de acopladores capacitivos e uma unidade de aquisição de dados, é capaz de detectar e medir a magnitude PD (tamanho ou volume dos vazios), a contagem PD (número de vazios ou defeitos), a polaridade PD (localização dos vazios dentro da seção da ranhura) e a posição PD relativa à tensão (defeitos dentro da seção da ranhura ou das cabeças das bobinas). Adicionalmente, a severidade dos danos (prematureos ou avançados) e o seu comportamento (ou tendência, estabilizado ou deteriorando) são fatores relativos à deterioração da isolação que também podem ser determinados através de diversas interfaces gráficas.

E então, algumas questões surgem naturalmente:

- Há algum problema nos enrolamentos de minha máquina?
- O problema é severo?
- Como posso resolvê-lo?
- Após instalar sensores e equipamentos, e adquirir uma grande quantidade de dados, o que fazer com eles?

A análise que se deve fazer durante qualquer avaliação é a comparação dos resultados atuais com os resultados de testes anteriores. A primeira medição é o ponto de partida de comparação. A melhor análise de comportamento é utilizar pelo menos três resultados sequenciais. Note que comparações exigem que os parâmetros operacionais da máquina sejam os mesmos (temperatura do estator, tensão, carga e pressão do hidrogênio).

Lembre-se que o importante é detectar um mecanismo de falha em andamento e o quão ruim e urgente o problema é. Por sorte, uma vez que a maioria das isolações aplicadas em máquinas rotativas acima de 2.300V possui um material de excelente resistência às descargas, chamado mica, a degradação

da isolação é geralmente lenta. Por causa desse relativamente lento processo de envelhecimento é que o monitoramento PD faz sentido.

Se os valores PD estão aumentando entre duas medições consecutivas, é provável que esteja ocorrendo uma deterioração das condições da isolação. O fato de o envelhecimento ser um processo lento, dificilmente acontecerão variações súbitas nos resultados. A duplicação dos valores medidos num período de seis meses é um forte indicador de que atividades PD sérias estão desenvolvendo mecanismos de falha na isolação. Note que, embora as condições da isolação possam ser acessadas, o momento da falha não pode ser previsto. Falhas súbitas normalmente são o resultado de forças anormais de estresse na isolação, tais como descargas atmosféricas ou sincronização fora de fase.

As descargas parciais ocorrem antes da falha em máquinas de alta tensão, ou seja, o monitoramento através do Sistema PDA é a essência da Manutenção Preditiva aplicada aos enrolamentos estáticos. Mas, quanto tempo antes da falha? O tempo estimado de alto risco de falha na isolação é proporcional à tensão do estator, e é dado por:

- Máquinas >18kV ~ 10 anos de aviso antecipado
- Entre 11 e 13,8kV ~ 5 anos de aviso antecipado
- Entre 6,9 e 8kV ~ 2-3 anos de aviso antecipado
- Entre 3,3 e 4kV ~ poucos meses de aviso antecipado [4]

O monitoramento PD funciona tanto para motores de indução quanto para motores síncronos, permite distinguir entre os diversos processos de falha e permite analisar a tendência do comportamento das atividades PD no tempo para fornecer um aviso antecipado de problemas em desenvolvimento.

Por exemplo, em outro caso real, um hidrogerador de 43MW apresentava medições crescentes de descargas parciais, mês após mês. Foi programada uma parada para a execução de limpeza do estator através da utilização de gelo seco. O serviço eficaz foi suficiente para diminuir a tendência de aumento nas medições.

O monitoramento PD é versátil no sentido de que pode detectar atividades PD não somente em motores e geradores, mas também em transformadores a seco e seccionadoras. Entretanto, em função de diversos fatores (como nível de tensão e tipo de isolação), não é possível monitorar PD em cabos e transformadores a óleo.

Um questionamento comum é: Qual a menor tensão de máquina que se pode utilizar monitoramento PD? Em resposta, qualquer sistema de Análise de Descargas Parciais (PDA) pode detectar atividades até o gatilho teórico de aparecimento de PD como dado pela Lei de Paschen (isto é, por volta de 300V para o ar, em pressão atmosférica de 1bar, na temperatura ambiente). Na prática, o sistema é normalmente utilizado em máquinas de tensão igual ou maior a 3,3kV, embora problemas de isolação no estator relativos à PD têm sido reportados em máquinas de 2kV. A menor tensão para aplicação do sistema PDA pode ser selecionada pelo usuário dependendo da importância de uma máquina em particular e a experiência e/ou confiança na isolação do estator naquela tensão.

6) Uma Pequena Análise Econômico-Financeira

Para efeito de conhecimento quanto aos investimentos necessários para a aquisição de um Sistema de Monitoramento PDA para um gerador ou motor,

apresentamos, a seguir, dois pequenos estudos sobre retorno do investimento baseados em casos reais.

a) Turbogenerador 182MW

Na elaboração desse primeiro estudo, foi utilizado como exemplo o caso real ocorrido em um turbogenerador de uma grande concessionária brasileira, que há cinco anos sofreu parada forçada de cento e oitenta dias para reparo de danos causados por curto-circuito no barramento estatórico. O cálculo do retorno do investimento foi baseado em uma planilha simples, que considera os seguintes parâmetros:

- Potência nominal do gerador; 182MW
- Investimento ou custo de um Sistema PDA de monitoramento (cerca de R\$125.000, incluindo material e mão de obra de instalação, sem impostos)
- Valor de venda da produção de energia, estimado em R\$70,00 por MWh
- Horas por dia de produção de energia; 24h/dia
- Período de parada que pode ser evitado, aplicando o sistema proposto
- Valor da produção de energia perdida nesse período, em Reais
- Custo estimado de material e mão de obra para reparo da máquina, em Reais
- Retorno do Investimento, considerando relação entre o custo total do sistema e o prejuízo com a parada

Considerando o investimento para aquisição do sistema de monitoramento PDA, teremos o seguinte resultado mostrado pela Tabela I, levando em conta o fato de que a falha causou a parada forçada da máquina por um período de sessenta dias:

Potência nominal (MW) =	182
Custo do Sistema PDA (R\$) =	R\$ 125.000
Valor venda produção (R\$/MWh) =	R\$ 70
Horas / dia de produção =	24
Lucro líquido estimado =	15%
Venda da produção / hora (R\$) =	R\$ 12.740
Venda da produção / dia (R\$) =	R\$ 305.760
Lucro líquido estimado / dia (R\$) =	R\$ 45.864
Período de parada (dias) =	60
Produção perdida, incluindo lucro (R\$) =	R\$ 18.345.600
Lucro perdido (R\$) =	R\$ 2.751.840
Custo de material e mão de obra (R\$) =	R\$ 500.000
Prejuízo com parada (R\$) =	R\$ 18.845.600
Retorno custo Sistema PDA / prejuízo (dias) =	0,0066
Retorno do investimento na operação (%) =	14976,48

Tabela I – Retorno do Investimento do Caso 1

Assim, analisando o período de parada de sessenta dias, o usuário deixou de gerar receita em produção de energia elétrica na ordem de R\$18.345.600, incluindo aí um lucro líquido de R\$2.751.840.

Considerando que o custo real do reparo foi de mais de R\$500.000 de material e mão de obra, o prejuízo total estimado com a parada foi de R\$18.845.600. Desse modo, concluímos que o usuário quitaria o investimento de R\$125.000 no Sistema PDA em pouco mais de nove minutos de geração.

O mais importante a se analisar nesse cálculo é que, investindo R\$125.000 nesse Sistema PDA, somente nessa falha o usuário obterá um retorno deste investimento de 14.976%. Não existe aplicação financeira que apresente esse rendimento.

b) Motor Industrial

Na elaboração do segundo estudo foi utilizado como exemplo o caso real ocorrido em uma planta de uréia, onde a queima de motor de 13,8kV há três anos, resultou em uma parada forçada de vinte dias para reparo de danos causados por curto-circuito no barramento estatórico. Utilizando a mesma planilha do exemplo anterior, e considerando os seguintes parâmetros específicos:

- Produção de uréia por hora; 100 toneladas
- Valor de venda da produção de uréia na época, estimado em R\$500,00 por tonelada
- Horas por dia de produção de uréia; 24h/dia

Do mesmo modo, levando em conta o fato de que a falha causou a parada forçada da máquina por um período de vinte dias, teremos o seguinte resultado mostrado pela Tabela II:

Produção de uréia / hora (t) =	100
Custo do Sistema PDA (R\$) =	R\$ 125.000
Valor venda produção (R\$/t) =	R\$ 500
Horas / dia de produção =	24
Lucro líquido estimado =	15%
Venda da produção / hora (R\$) =	R\$ 50.000
Venda da produção / dia (R\$) =	R\$ 1.200.000
Lucro líquido estimado / dia (R\$) =	R\$ 180.000
Período de parada (dias) =	20
Produção perdida, incluindo lucro (R\$) =	R\$ 24.000.000
Lucro perdido (R\$) =	R\$ 3.600.000
Custo de material e mão de obra (R\$) =	R\$ 200.000
Prejuízo com parada (R\$) =	R\$ 24.200.000
Retorno custo Sistema PDA / prejuízo (dias) =	0,0052
Retorno do investimento na operação (%) =	19260

Tabela II – Retorno do Investimento do Caso 2

Assim, analisando o período de parada de vinte dias, o usuário deixou de gerar receita em produção de uréia na ordem de R\$24.000.000, incluindo aí um lucro líquido de R\$3.600.000.

Considerando que o custo real do reparo foi de aproximadamente R\$200.000 de material e mão de obra, o prejuízo total estimado com a parada foi de R\$24.200.000. Desse modo, concluímos que o usuário quitaria o investimento de R\$125.000 em pouco mais de sete minutos de produção.

Novamente, o mais importante a se analisar nesse cálculo é que, investindo R\$125.000 no Sistema PDA, somente nessa falha o usuário obteria um retorno deste investimento de 19.260%. Definitivamente, não existe aplicação financeira que apresente esse rendimento.

7) Conclusões

Uma vez que os problemas em desenvolvimento na isolação do estator podem ser identificados pelo monitoramento PD, a próxima questão é saber quais ações devem ser tomadas. Se a máquina sob monitoramento está em boas condições, nenhuma ação é necessária. Embora nada seja feito, fazer nada conscientemente é muito diferente do que fazer nada por desconhecimento. Fazer nada conscientemente significa que o pessoal de manutenção conhece as condições da máquina e confiantemente sabe que não precisa efetuar qualquer ação, ao invés de apenas não fazer nada por falta de informação, esperando pelo melhor. Se a máquina sob monitoramento está apresentando sinais claros de deterioração, testes e inspeções mais detalhadas devem ser

executados para corroborar o problema e a profundidade da deterioração conforme indicado pelas medições PDA.

O monitoramento on-line das descargas parciais (PDA) tem sido utilizado com muito sucesso por diversas companhias por mais de trinta anos. Através da análise dos dados PD de 3.600 máquinas, entre as mais de 5.000 máquinas onde esse sistema está instalado, um fornecedor de Sistemas PDA foi capaz de detectar antecipadamente a rápida deterioração da isolação em 216 casos, ou 6% do total [3]. Os resultados foram assim tabulados:

- Contaminação – 10 casos
- Vibração – 54 casos
- Erros de projeto ou fabricação – 127 casos
- Erros de operação ou manutenção – 12 casos
- Outros problemas não relacionados ao gerador/motor – 13 casos

Provavelmente nenhum outro sistema de monitoramento de grandes máquinas girantes excede essa capacidade de detectar problemas. Devido à alta capacidade do monitoramento PDA como ferramenta da Manutenção Preditiva, o incremento na quantidade de instalações deve ser firmemente encorajado.

8) Bibliografia e Referências

- [1] J.P. O'Connor, "Predictive O&M: The Wave of the Future?", Hydro Review Magazine, Julho 2002
- [2] Iris Power LP, "Iris Seminar – Levels 1 and 2 – Student Handbook", versão 1.0, Janeiro 2007
- [3] C. Maughan, "Partial Discharge – A Valuable Stator Winding Evaluation Tool", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, 2006