

# EXPERIÊNCIA DE CAMPO COM MONITORAÇÃO ON-LINE DE UM TRANSFORMADOR 343MVA 230kV COM 2 COMUTADORES SOB CARGA

Autores: Marcos E. G. Alves - TREETECH – marcos.alves@treotech.com.br  
Gilson S. Silva – ALUMAR – gilson.s.silva@alcoa.com.br

## Resumo

No ano de 2001 foi implantado na Alumar, um dos maiores complexos de produção de alumínio do mundo, o primeiro sistema comercial para monitoração on-line de transformadores de potência a entrar em operação no Brasil, instalado em um transformador trifásico de 343MVA 230-34,5kV com dois comutadores sob carga, um na alta e outro na média tensão. O artigo descreve a arquitetura deste sistema, baseada em uma filosofia de aquisição de dados descentralizada e utilizando dispositivos eletrônicos inteligentes, além das funções de monitoração e diagnóstico a ele associadas. São relatadas também as experiências práticas obtidas durante a implantação e operação deste sistema nos últimos 5 anos, incluindo a detecção ainda em estágio inicial de um problema mecânico em um dos comutadores sob carga.

## 1. Introdução

A ALUMAR é considerada um dos maiores complexos industriais de alumina e alumínio do mundo, sendo um consórcio formado pelas empresas Alcoa, Bhpbilliton, Alcan e Abalco. Atualmente tem uma produção anual aproximada de 1,5 milhões de toneladas de alumina e 380 mil toneladas de alumínio. A fábrica está subdividida basicamente em duas áreas, a Redução e a Refinaria.

A Redução recebeu esse nome devido ao processo de redução eletrolítica da alumina para a produção de alumínio que ocorre no local. Para que essa redução ocorra é necessário uma considerável quantidade de energia elétrica. Somente essa área da Alumar tem uma demanda média de 765MW e consumo médio mensal de 570GWh. A ALUMAR está conectada à rede básica recebendo energia da Eletronorte em tensão de 230kV.

O processo de redução de alumínio exige que o fornecimento de energia elétrica seja bastante confiável e sem interrupções por mais de 2 horas. Caso isso ocorra, haverá o congelamento de toda uma linha de produção acarretando em prejuízos de milhões de dólares.

Com isso, o sistema elétrico da empresa, bem como os transformadores de potência são um ativo essencial nesse ramo de negócio, fato que levou a Alumar a adquirir um novo bay reserva de 343MVA que em 2001 se juntou aos outros quatro já existentes. Cada bay existente possui um transformador de 230-34,5kV com potências em torno de 300MVA com um comutador sob carga no lado de alta tensão e um transformador regulador de tensão de 34,5kV, também equipado com um comutador sob carga. No entanto, para o novo bay optou-se por construir ambos os transformadores em um mesmo tanque, resultando em um equipamento com dois comutadores sob carga, um convencional, com extinção de arco em óleo, no lado de 230kV e um comutador com extinção em ampola de vácuo no lado de 34,5kV.

Já no processo de aquisição este novo transformador foi especificado para que fosse preparado para instalação futura de um sistema de monitoração on-line. Esse sistema de monitoramento foi adquirido, instalado em campo e posto em operação pela Treotech ainda em 2001, logo após a entrega e comissionamento do transformador. Com isso, esse sistema de monitoração foi o primeiro a ser instalado e entrar em operação normal no Brasil, sendo o pioneiro para a larga aceitação e rápido crescimento da monitoração on-line de transformadores nos últimos anos.

## 2. Arquitetura do sistema de monitoração on-line

O sistema de monitoração on-line instalado (Sigma, da Treotech) utiliza uma arquitetura modular e descentralizada [1],[2], baseada em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) instalados no painel de controle no corpo do transformador, de onde enviam dados via comunicação serial para um computador na sala de controle da planta, onde é executado o software encarregado de armazenar, disponibilizar e tratar as informações, como ilustra de forma genérica a figura 1. Essas três partes principais que definem a arquitetura do sistema de monitoração são descritas a seguir.

## 2.1. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs)

Alguns destes IEDs efetuam funções primárias de proteção e controle do transformador, e portanto são utilizados no transformador independentemente de existir ou não um sistema de monitoração. Estes equipamentos já existentes no transformador são integrados ao sistema de monitoração através de uma de suas portas de comunicação serial, de forma a trabalhar simultaneamente como sensores fornecendo dados para o sistema, porém sem agregar custo adicional a este.

Outros sensores foram instalados especificamente para uso no sistema de monitoração, porém utilizando também a filosofia de IEDs descentralizados e integrados ao sistema através de suas portas seriais. Em alguns poucos casos em que os sensores não puderam ser integrados ao sistema por comunicação serial, seja pelo fato de não serem dispositivos inteligentes, seja porque seu fabricante não disponibiliza um protocolo aberto nas portas seriais (utilizando somente protocolo proprietário), foram utilizados módulos de aquisição de dados universais, capazes de receber múltiplos sinais digitais e/ou analógicos, digitalizá-los e disponibilizá-los em portas seriais com protocolo aberto.

Dessa forma todos os sensores, tanto os inteligentes quanto os convencionais puderam ser integrados ao sistema de monitoração através de comunicação serial. Com isso foi evitado o uso de qualquer equipamento centralizador no corpo do transformador, o que simplificou o projeto e instalação, reduziu o custo inicial e, mais importante, reduziu também o TCO (Total Cost of Ownership) do sistema na mesma proporção em que aumentou sua confiabilidade e disponibilidade.

Uma outra característica obtida com a arquitetura descentralizada, com o uso de IEDs, é a modularidade do sistema, permitindo que se escolham livremente quais as variáveis a monitorar, além de facilitar futuras expansões simplesmente agregando novos IEDs. Diversos fatores podem ser levados em conta nesta escolha, incluindo o valor do transformador, sua importância na cadeia produtiva (ou em um sistema de geração, transmissão ou distribuição de energia), dentre outros.

## 2.2. Meio físico de comunicação

O meio físico utilizado para a comunicação foi, neste caso, um cabo de cobre do tipo par-trançado blindado. Embora soluções utilizando fibras óticas também fossem possíveis, a custo mais elevado, havia a convicção, baseada nas características do padrão de comunicação RS-485, de que este poderia ser utilizado com resultados satisfatórios. Entre essas características está o fato da RS-485 operar em modo diferencial, o que associado ao cancelamento mútuo de interferências em trechos adjacentes do par-trançado torna esse padrão menos suscetível às interferências já esperadas em subestações deste nível de tensão.

Conforme esperado, a solução com par-trançado tem se mostrado plenamente satisfatória a despeito de um agravante existente nesta instalação, que são os elevados campos magnéticos gerados pelas altas correntes empregadas na produção de alumínio.

Cabe ressaltar que, como alertam Lavieri et. al. [3], é essencial para o sucesso dessa estratégia o fato dos IEDs utilizados serem equipamentos desenvolvidos especificamente para o ambiente de subestação onde estão sendo aplicados. Equipamentos originalmente desenvolvidos para uso industrial, quando utilizados neste tipo de aplicação, geralmente apresentam problemas relacionados à fragilidade e falta de confiabilidade e disponibilidade das portas de comunicação serial quando submetidas a surtos eletromagnéticos e impulsos de tensão, além das temperaturas ambientes extremas.

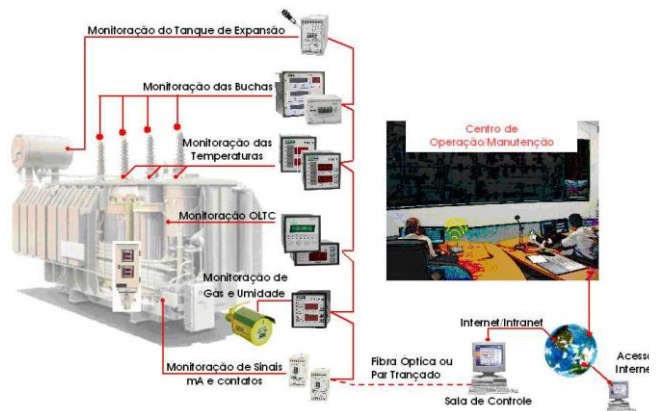


Figura 1 – Arquitetura do sistema de monitoração

### **2.3. Armazenamento, Disponibilização e Tratamento das informações**

Os dados fornecidos pelos IEDs localizados no transformador, tanto as medições brutas quanto as informações resultantes de pré-tratamento dos dados, são recebidas por um computador onde é executado o software de monitoração, nesta aplicação localizado na sala de controle da planta.

As principais funções deste software podem ser agrupadas em duas categorias, funções de Digitalização de Dados, associadas à simples disponibilização e armazenamento dos dados, e funções de Monitoração, com o objetivo de transformar simples dados em informações úteis para a manutenção. No sistema de monitoração na Alumar as seguintes funções foram aplicadas:

- Funções de Digitalização de Dados:
  - Apresentação on-line de medições, alarmes e estados
  - Armazenamento das medições, alarmes e estados em bancos de dados históricos
  - Consulta das medições, alarmes e estados armazenados em bancos históricos em forma de gráficos ou tabelas
  - Acesso ao sistema de forma local e remota.
- Funções de Monitoração:
  - Tratamento dos dados através de algoritmos
  - Tratamento dos dados através de modelos matemáticos
  - Obtenção de diagnóstico do estado atual do transformador
  - Obtenção de prognóstico do estado futuro do transformador
  - Detecção de defeitos ainda em fase incipiente.

### **3. Funções de Monitoração**

Em um sistema onde o objetivo final é obter informações úteis para a manutenção do transformador, tais como diagnósticos e prognósticos de estado, o bloco de funções de Monitoração adquire especial importância, o que se confirmou na prática nesta instalação ao ser detectado um defeito em um comutador sob carga ainda em fase incipiente (vide item 4.1).

Assim como ocorre com os IEDs utilizado para a aquisição das medições, também as funções de monitoração do sistema estão organizadas de forma modular, permitindo que se escolham livremente quais as funções de monitoração se deseja instalar, além de facilitar futuras expansões simplesmente agregando novos módulos de software e seus correspondentes IEDs. Como já explanado acima, diversos fatores podem ser levados em conta nesta escolha, tais como o valor do transformador ou sua importância no sistema elétrico, dentre outros.

Seguindo esta filosofia modular, o sistema de monitoração em operação na Alumar foi equipado com os itens de monitoração descritos a seguir, considerados à época os mais importantes para a aplicação, embora quaisquer outros itens dentre os vários outros atualmente disponíveis possam ser adicionados ao sistema a qualquer momento.

#### **3.1. Vida Útil da Isolação**

Esta função de monitoração efetua o cálculo da perda estimada de vida útil da isolação devido ao envelhecimento térmico da celulose, de acordo com as condições de carga e temperatura a que foi submetido o transformador. Calcula também a taxa média de perda de vida e a extrapolação do tempo restante até o fim de vida teórico da isolação, conforme descrito a seguir.

##### **3.1.1. Mecanismos de degradação da celulose**

O principal constituinte dos diversos materiais isolantes sólidos utilizados em equipamentos de alta tensão imersos em líquido, dentre os quais se destacam os transformadores e reatores de potência, buchas, TPs, TCs, etc., é a celulose. Dentre os materiais isolantes sólidos, o mais utilizado atualmente é o papel.

A celulose é um composto orgânico, cuja molécula é composta por uma longa cadeia de anéis de glucose, ou monômeros. Cada molécula de celulose, quando nova, possui de 1000 a 1400 anéis de glucose, interligados conforme mostra a figura 2. Cada fibra de celulose possui muitas cadeias de monômeros como esta.

A quantidade média de anéis de glucose interligados nesta cadeia é denominada o Grau de Polimerização Molecular. Como o comprimento destas moléculas é o que garante a resistência mecânica de um material à base de celulose, o grau de polimerização do material dá uma medida indireta de suas características mecânicas, como por exemplo a resistência à tração, o que pode ser associado à funcionalidade ou à vida útil do material.

A degradação da celulose é, portanto, causada pela diminuição do comprimento das cadeias de monômeros, assim como pelo estado de cada cadeia. Três mecanismos podem contribuir para a degradação destas cadeias na celulose empregada em sistemas isolantes de transformadores de potência e equipamentos similares: a Hidrólise, a Oxidação e a Pirólise [4]. Embora o último deles é que está relacionado diretamente à degradação térmica, todos eles interferem neste processo de envelhecimento, de forma que os três mecanismos estão interrelacionados.

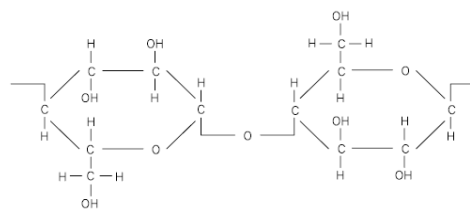


Figura 2 - Molécula de celulose

### 3.1.1.1. Hidrólise

A água causa a ruptura da cadeia de monômeros, ao afetar o átomo de oxigênio que faz a ponte entre os anéis. São formados dois grupos -OH, cada qual anexado a um monômero. Como resultado ocorre a redução do grau de polimerização e o enfraquecimento da fibra de celulose.

Fabre e Pichon [5] formularam uma regra simples para a degradação da celulose em função da quantidade de água presente. Propuseram que a taxa de envelhecimento térmico da celulose é diretamente proporcional à quantidade de água. Assim, se os resultados de ensaios de envelhecimento térmico indicam uma dada taxa de degradação com um certo conteúdo de água, um equipamento em operação com o dobro de água terá taxa de degradação térmica da isolação igual ao dobro da taxa medida no referido ensaio. Dados obtidos por Shroff e Stannet [6] confirmam esta relação, ilustrada pela equação a seguir:

$$P_v \propto Q_p \quad , \text{ onde:}$$

$P_v$  é a taxa de perda de vida da isolação, e

$Q_p$  é o teor de água no papel da isolação.

### 3.1.1.2. Oxidação

Os átomos de carbono na molécula de celulose são atacados pelo oxigênio, formando aldeídos e ácidos. Consequentemente, a união entre os anéis fica enfraquecida, levando a baixos níveis de grau de polimerização. São liberados água, monóxido de carbono e dióxido de carbono. A água liberada por este processo contribuirá também para o processo de hidrólise mencionado acima.

Não apenas a celulose é atacada diretamente pelo oxigênio, mas também o óleo sofre oxidação, produzindo ácidos, ésteres e outras substâncias que voltam a atacar o próprio óleo, gerando mais produtos de oxidação. Estas substâncias atacam também a celulose, degradando-a.

O efeito do oxigênio na taxa de degradação da celulose foi investigado por vários pesquisadores, e o procedimento mais comum é comparar os resultados de taxas de envelhecimento em amostras de isolação seladas, sem a presença de oxigênio, com as taxas de amostras expostas à atmosfera, como num transformador sem sistema de preservação de óleo. Alguns dos investigadores deste fenômeno foram Fabre [5] e Lampe [7], que encontraram fatores de aceleração da degradação das amostras expostas ao oxigênio em relação às seladas de 2,5 e 10 vezes respectivamente.

Fica claro que a presença de oxigênio tem uma influência extremamente negativa no envelhecimento da celulose, e deve ser definitivamente evitada. Se o sistema de preservação de óleo falha, permitindo seu contato com a atmosfera, uma aceleração considerável no processo de envelhecimento da celulose pode ser esperada.

Para evitar esse risco, o sistema de monitoração inclui um sensor para monitoramento da membrana de borracha que impede o contato do óleo com a atmosfera. Em caso de ruptura nesta membrana um alarme é emitido pelo sistema de monitoração.

### 3.1.1.3. Pirólise

O calor em extremo leva à carbonização das fibras de celulose. Já o calor em níveis moderados, como normalmente ocorre em transformadores, causa a quebra dos monômeros individuais na cadeia de celulose, formando um resíduo sólido e liberando monóxido de carbono, dióxido de carbono e água. Como não poderia ser diferente, o grau de polimerização é reduzido, diminuindo as características de resistência mecânica da celulose.

Como em um transformador a temperatura não se distribui de forma uniforme, geralmente a análise dos efeitos do calor na deterioração da celulose é feita considerando-se a temperatura do ponto mais quente (hottest spot), pois esse é o local em que ocorrerá a maior degradação.

### 3.1.2. Monitoração On-line do Envelhecimento da Isolação

De acordo com a norma brasileira de carregamento de transformadores de potência, a expectativa de vida da isolação de um transformador cujo óleo isolante tenha características de óleo novo (índice de neutralização, teor de oxigênio dissolvido no óleo e teor de água na isolação sob controle) é dada exclusivamente pela lei de Arrhenius, em que o logaritmo da expectativa de vida é uma função do inverso da temperatura absoluta:

$\log(\text{vida}) = A + B / T$ , onde:

A e B são constantes, e

T é a temperatura do ponto mais quente.

O gráfico da figura 3 permite a visualização da lei de Arrhenius sob a forma do consumo anual de vida da isolação para diversos valores de temperatura do ponto mais quente, supondo-se que a temperatura permaneça constante durante todo o período.

Como, na prática, a temperatura do ponto mais quente varia de acordo com as mudanças na carga e na temperatura ambiente, a perda de vida da isolação é calculada em pequenos intervalos de tempo durante os quais a temperatura permanece praticamente constante. As pequenas perdas de vida ocorridas nestes intervalos de tempo são acumuladas ao longo de todo o tempo de operação do sistema, resultando na perda de vida total da isolação.

$P_{\text{total}} = \sum P_i$ , onde:

$P_{\text{total}}$  é a perda de vida total acumulada da isolação,

$P_i$  são as perdas de vida calculadas a cada pequeno intervalo de tempo, e

Conforme descrito acima no item 3.1.1.1, também o teor de água na isolação tem influência na sua taxa de perda de vida, acelerando a degradação da isolação de forma proporcional ao teor de água presente. Desta forma, a perda de vida térmica calculada pelo sistema de monitoração é corrigida de acordo com o teor de água na isolação, que pode ser calculado pelo sistema ou adotado um valor fixo estimado.

Com base nos dados acumulados de perda de vida percentual da isolação é possível extrapolar o tempo de vida restante esperado, observando-se a taxa de evolução da perda de vida em um período de tempo passado que seja representativo das condições operativas médias do equipamento.

### 3.2. Previsão de Gradiente Final de Temperatura

Esta função de monitoração efetua o cálculo do valor futuro do gradiente de temperatura óleo/enrolamento, emitindo alarme caso se detecte que existe uma tendência que levará a temperatura do enrolamento a atingir os níveis de alarme e desligamento por temperatura, além de indicar o tempo restante antes que ocorra o alarme e/ou desligamento.

#### 3.2.1. Elevação de temperatura enrolamento-óleo

A aplicação de carga em um transformador de potência causa uma elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação à temperatura do topo do óleo que é função da própria carga aplicada e das características próprias de perdas e de troca de calor do transformador.

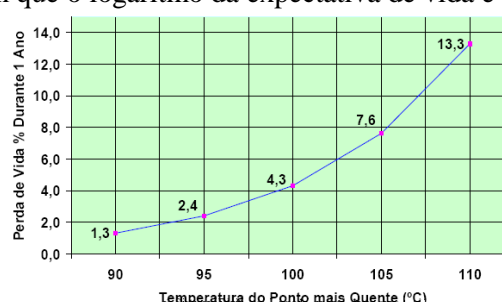


Figura 3 – Perda de vida anual de isolação submetida a temperatura

Este princípio é utilizado também para a determinação da temperatura do enrolamento pelo processo denominado “imagem térmica”:

$$\Delta\theta_{EO} = f(l, c) \quad , \text{ onde:}$$

$\Delta\theta_{EO}$  é a elevação de temperatura do enrolamento sobre o topo do óleo,

$l$  é a carga, e

$c$  são as características próprias do transformador.

A cada valor de carregamento aplicado corresponde um valor de elevação de temperatura do enrolamento sobre o topo do óleo, como mostrado no exemplo da figura 4.

Neste exemplo se pode observar que para o carregamento nominal (100%) corresponde uma elevação de temperatura nominal de 30°C, valor que é obtido nos ensaios de aquecimento do transformador. No entanto, devido à inércia térmica da massa de cobre/material isolante, a aplicação de uma dada carga ao transformador não traz como resultado instantâneo a elevação de temperatura correspondente mostrada acima. Esta inércia tem como resultado que a elevação de temperatura do enrolamento evoluirá gradualmente de seu valor atual para o novo valor (correspondente à nova carga) segundo uma curva exponencial com uma dada constante de tempo.

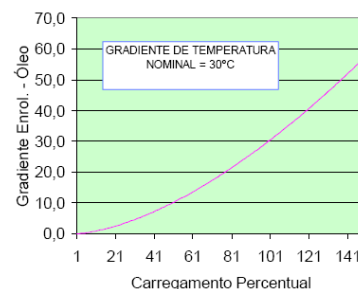


Figura 4 – Elevação de temperatura enrolamento-óleo em função da carga

### 3.2.2. Monitoração do Gradiente Final de Temperatura Enrolamento-Óleo

Ao se aplicar uma determinada carga ao transformador já é possível saber, como demonstrado no gráfico da figura 4, qual será a elevação final de temperatura do enrolamento sobre o óleo após a estabilização térmica.

Com isso é possível prever, num cenário futuro de curto prazo, se a elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo alcançará níveis que levarão a proteção de temperatura do transformador a emitir sinais de alarme ou mesmo de desligamento.

Se a previsão da temperatura do enrolamento indicar que esta ultrapassará o valor de alarme ajustado, o sistema de monitoração emite o aviso desta condição, informando também o tempo restante para que se atinja o valor de alarme calculado com base na constante de tempo térmica do enrolamento.

A figura 5 mostra um exemplo de evolução esperada para a temperatura do enrolamento, o tempo para se atingir o valor de alarme e o valor final da temperatura do enrolamento após a estabilização. Neste exemplo, ao ser aplicada uma sobrecarga ao transformador, o sistema de monitoração calcularia inicialmente o tempo restante de 13 minutos para se atingir a temperatura de alarme (ou desligamento), sendo este cálculo reajustado continuamente.

De forma similar, o mesmo processo para extrapolação da futura elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo pode ser aplicado também à elevação de temperatura do óleo sobre o ambiente, permitindo a monitoração da tendência de elevação futura de temperatura com antecedência da ordem de horas.

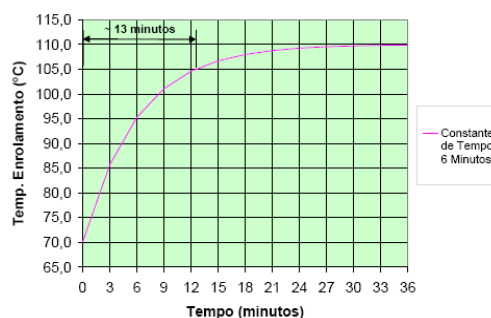


Figura 5 – Evolução da temperatura do enrolamento no tempo

### 3.3. Gases no Óleo

Esta função de monitoração efetua a supervisão on-line da concentração de hidrogênio dissolvido no óleo. Como o hidrogênio é um gás gerado em quase todos os tipos de defeitos internos passíveis de ocorrência em um transformador, ele é considerado um gás chave para detecção de defeitos.

Desta forma, baseado no acompanhamento contínuo do teor de hidrogênio no óleo, o sistema de monitoração pode emitir alarmes tanto no caso de serem atingidas concentrações de hidrogênio

elevadas como em caso de detecção de uma tendência de crescimento da concentração do gás que futuramente culminarão nesses níveis elevados.

### **3.4. Umidade no Óleo**

Conforme já explanado no item 3.1.1.1, a presença de umidade no papel isolante potencializa os efeitos de degradação térmica da isolação de forma proporcional à quantidade de água presente.

Com isso, se torna essencial manter em níveis reduzidos o teor de água na isolação. Durante o processo de fabricação, a parte ativa do transformador é submetida a rigorosos processos de secagem, o mesmo ocorrendo com o óleo empregado para o primeiro enchimento do equipamento. Desta forma, quando novo o equipamento tem assegurado um baixo teor de água no papel isolante.

A partir desse ponto, diversos processos podem levar ao aumento do teor de água na isolação. Inclui-se aí a própria degradação da celulose, que gera água, porém o principal fator para essa elevação pode ser o ingresso de água do ambiente através de falhas na vedação. Nesse caso a água presente no ambiente é absorvida primeiramente pelo óleo, de onde migra para o papel isolante.

Assim sendo, o sistema de monitoração verifica primeiramente a integridade da selagem no tanque de expansão de óleo, através da supervisão de ruptura da membrana de borracha que impede o contato do óleo com o ambiente, e além disso monitora também o teor de água dissolvido no óleo.

Esta função de monitoração efetua a supervisão on-line dos níveis de água dissolvida no óleo, emitindo alarme tanto se forem atingidos níveis elevados como em caso de detecção de tendência de crescimento que futuramente culminarão em níveis altos de água no óleo.

### **3.5. Assistente de Manutenção da Ventilação Forçada**

O resfriamento adequado de um transformador é fundamental para sua operação segura e sem perda acelerada de vida útil da isolação na presença de cargas elevadas. No caso deste transformador isso é obtido com o uso de diversos ventiladores para forçar a circulação de ar através dos radiadores (resfriamento tipo ONAF). É essencial, portanto, que os ventiladores estejam em perfeito funcionamento. A falha de um ou de vários ventiladores pode causar a atuação das proteções de temperatura ou limitar o carregamento do transformador, tornando-o parcialmente indisponível.

Por esse motivo, o desgaste normal dos ventiladores deve ser monitorado, o que tradicionalmente é feito de forma off-line através de manutenções preventivas recomendadas pelos fabricantes. Estas intervenções estão geralmente baseadas no tempo de serviço dos equipamentos, e incluem trocas de componentes (por exemplo, rolamentos).

O Assistente de Manutenção da Ventilação Forçada permite conhecer com exatidão o tempo de operação dos ventiladores, evitando que essas intervenções de manutenção se realizem muito antes ou muito depois do recomendado pelo fabricante. Esta função de monitoração fornece ainda várias outras informações úteis para auxiliar a manutenção dos ventiladores:

- Tempo total de serviço dos ventiladores e bombas, desde o início da operação, e tempo desde a última manutenção, com registro de partidas e paradas dos motores;
- Tempo médio diário de funcionamento dos ventiladores e bombas;
- Previsões de tempo para atingir os intervalos recomendados para inspeção ou manutenção, baseado no tempo médio diário de operação dos ventiladores e bombas;
- Avisos com antecedência programável para inspeção ou manutenção nos equipamentos devido ao tempo de operação.

### **3.6. Assistente de Manutenção do Comutador Sob Carga**

Todas as estatísticas de falhas em transformadores de potência indicam o comutador sob carga como uma das principais fontes de defeito, devido principalmente à existência de partes móveis que conduzem e interrompem altas correntes enquanto submetidas a elevadas tensões.

Por esse motivo, esta função de monitoração auxilia na supervisão do desgaste normal do comutador, o que tradicionalmente é feito de forma off-line através de inspeções e manutenções

preventivas recomendadas pelos fabricantes. Estas intervenções estão baseadas no número de comutações e no tempo de serviço do equipamento, e incluem verificações visuais e medições de espessura de contatos.

Esta função de monitoração fornece várias informações úteis para auxiliar a manutenção do comutador sob carga:

- Somatória da corrente comutada desde o início de serviço, proporcionando um índice de desgaste de contatos
- Número total de operações desde o início da operação após a última manutenção
- Cálculo da espessura atual dos contatos de interrupção de arco, através de extrapolação baseada nas medições de espessura anteriores e no número de operações do comutador
- Tempo total de serviço do comutador e tempo de serviço desde a última manutenção
- Média diária de desgaste dos contatos e média diária de comutações
- Previsões de tempo para atingir a espessura mínima dos contatos e tempo para atingir o número de operações ou o intervalo máximo para inspeção ou manutenção
- Avisos, com antecedência programável, para inspeção ou manutenção no comutador.

### **3.7. Tempos de Operação do Comutador**

O comutador sob carga representa uma das principais fontes de falhas em transformadores de potência. O motivo disso, como já descrito anteriormente, é o fato do comutador ser um equipamento mecânico, baseado em partes móveis. Com isso, as falhas de origem mecânica ocorridas no comutador sob carga podem causar problemas de várias proporções, começando com a indisponibilidade do equipamento e podendo chegar a falhas dielétricas graves.

Neste contexto, a função de monitoração dos tempos de operação do comutador supervisiona o tempo necessário para efetuar a mudança de tap em cada operação do comutador, emitindo alarme caso esse tempo apresente desvio em relação aos tempos observado durante o comportamento normal do equipamento. No item 4.1 é descrito como essa função de monitoração detectou uma falha real em um dos comutadores sob carga.

## **4. Experiências na instalação e operação do sistema**

### **4.1. Diagnóstico de defeito em um comutador sob carga**

Sendo a detecção de defeitos ainda em fase incipiente uma das principais finalidades de um sistema de monitoração on-line, a mais interessante ocorrência durante a operação do sistema na Alumar foi observada ainda em sua fase de comissionamento, quando este diagnosticou um problema no comutador sob carga do lado de 230kV.

Este diagnóstico partiu da função de diagnóstico “Assistente de Manutenção do Comutador”, que dentre outros parâmetros monitora o tempo gasto para efetuar cada comutação. Através desta medição detectou-se um desvio em relação ao histórico armazenado no sistema.

Analisando-se o painel de acionamento do comutador sob carga se constatou oxidação no mecanismo de acionamento dos contatos de came, o que levava o motor de acionamento a permanecer em operação por mais tempo que o necessário para efetivar a comutação.

Uma vez que foi detectado ainda em fase inicial, o defeito foi rapidamente corrigido e não chegou a causar transtornos na operação normal do transformador. Se, no entanto, o transformador e o comutador sob carga não estivessem equipados com um sistema de monitoração on-line a tendência seria que o problema se agravasse gradualmente sem ser percebido. A partir de um certo ponto o comutador sob carga “dispararia” na direção de subir ou baixar tensão, só parando quando atingisse a posição de tap máximo ou mínimo. Com isso, dependendo do nível de tensão presente na entrada de 230kV, a regulação de tensão para o processo de fabricação de alumínio poderia ficar gravemente prejudicada, inclusive com risco de perda de produção.

## **4.2. Comunicação serial em par metálico**

Por ser o primeiro sistema comercial para monitoração on-line de transformadores a entrar em operação no Brasil, em 2001, um dos pontos de verificação quando do início de sua operação era comprovar a viabilidade de utilização do padrão de comunicação serial RS-485 com cabos de cobre em subestações. Este objetivo foi cumprido ao constatar-se a operação satisfatória da comunicação mesmo nas condições adversas de interferência eletromagnética presentes na instalação, o que vem se comprovando nos quase seis anos de operação do sistema.

## **4.3. Compatibilidade com outros sistemas existentes**

Ainda durante a instalação do sistema, por questões de limitação de espaço, era desejo da Alumar evitar que se adicionasse mais um computador na sala de controle, o que ocorreria se fosse feita a opção de utilizar um computador dedicado ao sistema de monitoração. Acreditava-se que seria possível a instalação do sistema de monitoração no mesmo computador onde já era executado um sistema supervisorio, o que se confirmou na instalação e na operação de longo prazo do sistema, sem que se apresentassem problemas de compatibilidade entre os dois sistemas.

## **5. Conclusões**

Por ter sido, à época de sua instalação, o pioneiro a entrar em operação dentre os sistemas comerciais para monitoração on-line de transformadores, muitas expectativas cercavam o sistema objeto deste artigo. De fato, logo após sua entrada em operação os fatos demonstraram os ganhos trazidos com a instalação do sistema, quando este detectou um defeito em um comutador sob carga que, de outra forma, passaria despercebido e poderia causar graves prejuízos futuros.

Este fato vem demonstrar a economia que pode ser obtida pelo uso de um sistema de monitoração on-line ao evitar falhas mais graves, mostrando que a barreira do custo, muitas vezes apontada como o impedimento para a instalação de sistemas de monitoração, pode ser ilusória.

Ao acima exposto deve se acrescentar o fato de que os sistemas de monitoração baseados em arquitetura descentralizada podem ser compostos de forma modular de acordo com as necessidades e o orçamento de cada aplicação, permitindo ainda sua futura e gradual expansão.

## **6. Bibliografia**

- [1] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [2] Amom, Jorge, Alves, Marcos, Vita, André, Kastrup Filho, Oscar, Ribeiro, Adolfo, et. al., "Sistema de Diagnósticos para o Monitoramento de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações", X ERLAC - Encontro Regional Latinoamericano do CIGRÉ, Puerto Iguazu, Argentina, 2003.
- [3] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade", Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, Janeiro/2001.
- [4] McNutt, W. J., "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, No. 1, pp. 392-401, January 1992.
- [5] Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.
- [6] Shroff, D. H., Stannet, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEE Proceedings, vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319, November 1985.
- [7] Lampe, W., Spicar, E., Carrander, K., "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation System in Service", IEEE Winter Point Meeting, IEEE Paper A 78 111-7, January/February 1978.