

Experiência com a Monitoração On-Line de Transformadores Elevadores da Usina de Tucuruí

José Aliezio. A. Severo, *Eletronorte*, Klaxon. V. Fantin, *Eletronorte*, e Marcos. E. G. Alves, *Treetech Sistemas Digitais*

Resumo – Os transformadores elevadores da UHE Tucuruí têm grande importância para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Por isso, e pelas suas severas condições de trabalho, a Eletronorte sempre manteve um rigoroso programa de manutenção preventiva para essas máquinas. Apesar disso, o histórico de falhas em transformadores da primeira casa de força (mais antigos) levou à implantação do sistema de monitoração on-line, buscando detectar os defeitos em fase incipiente e mitigar ainda mais os riscos.

A instalação do sistema, com sensores e software, iniciou-se em 2006, com a monitoração de quatro transformadores já em operação e implantação em andamento para mais três, aproveitando-se a característica de modularidade e expansibilidade da arquitetura descentralizada empregada.

Serão descritas a arquitetura e as soluções utilizadas na implantação do sistema, assim como os resultados obtidos, atingindo com sucesso objetivos como a facilitação da negociação de seguros para algumas máquinas e o aumento da segurança do pessoal, dos equipamentos e da própria instalação.

Palavras Chave – Monitoração on-line, Diagnóstico, Prognóstico, Manutenção preditiva, Sensores, Software, Transformador, Bucha.

I. INTRODUÇÃO

Com a maior potência instalada dentre as usinas brasileiras, 8370MW, a usina hidrelétrica de Tucuruí possui 23 transformadores elevadores trifásicos 13,8 / 550 kV, sendo 12 de 378MVA (primeira casa de força – transformadores com até 18 anos em operação) e 11 de 405MVA (segunda casa de força – transformadores com até 7 anos em operação), conectados a barramentos isolados a SF6 e resfriados por trocadores óleo-água.

Esses transformadores desempenham papel fundamental para a transmissão da energia gerada, sendo essenciais, portanto, para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dada a importância dessas máquinas e suas severas condições de trabalho, incluindo temperaturas ambientes

elevadas e as solicitações dielétricas normais da operação do sistema, a Eletronorte sempre as manteve sob um rigoroso programa de manutenção preventiva.

No entanto, falhas passadas nos transformadores elevadores demonstraram que essa abordagem não era suficiente, levando à implantação de um sistema de monitoração on-line para redução do risco de falhas, com a detecção dos principais tipos de defeitos em fase incipiente, o que muitas vezes não é possível apenas com a manutenção preventiva.

II. ESTATÍSTICAS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

Uma pesquisa internacional de performance de transformadores de potência em serviço [1], realizada pelo Cigre com dados de falhas ocorridas entre 1968 e 1978 envolvendo mais de 1000 falhas, revelou, para diversos tipos e aplicações de transformadores, as principais causas de retirada de serviço, tanto forçadas quanto planejadas.

A figura 1 mostra esses dados para transformadores sem comutador sob carga em usinas. Nessa estatística as buchas figuram como a principal origem de falhas em transformadores, com um terço das ocorrências, com a parte ativa praticamente empatada em segundo lugar seguida do tanque e óleo. Esses três subsistemas do transformador em conjunto respondem por praticamente 84% das retiradas dos equipamentos de serviço.

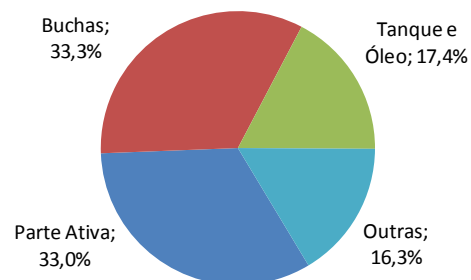


Fig. 1. Estatística das causas para saída de serviço de transformadores de usinas, sem OLTC [1].

Com base nessas estatísticas e na experiência anterior da Eletronorte foram selecionadas as variáveis a monitorar nos transformadores elevadores, além das funções de tratamento de dados necessárias, de forma a transformar as variáveis medidas em informações úteis para diagnóstico e prognóstico dos transformadores. Com isso buscou-se cobrir

J. A. A. Severo trabalha na Eletronorte, Brasília, DF, Brasil (jose.severo@eletronorte.gov.br).

K. V. Fantin trabalha na Eletronorte, Tucuruí, PA, Brasil (fantin@eln.gov.br).

M. E. G. Alves trabalha na Treetech Sistemas Digitais, Atibaia, SP, Brasil (marcos.alves@treetech.com.br).

D. C. P. Araujo trabalha na Treetech Sistemas Digitais, Atibaia, SP, Brasil (daniel.carrijo@treetech.com.br).

os principais subsistemas do transformador e reduzir, assim, o risco de falhas.

III. SENSORIAMENTO DOS TRANSFORMADORES

As variáveis medidas nos transformadores elevadores da UHE Tucuruí são mostradas na tabela I, agrupadas por subsistema.

TABELA I
VARIÁVEIS MONITORADAS NOS TRANSFORMADORES ELEVADORES AGRUPADAS POR SUBSISTEMAS

Sis-tema	Sensor	Variável
Buchas	Monitor de Buchas	Capacitância
		Tangente Delta
		Correntes de fuga
		Tensões fase-terra e fase-fase
Parte ativa	Monitor de temperatura	Temperatura do óleo
		Temp. dos enrolamentos (hot-spot)
		Temperatura ambiente
		Porcentuais de carga
	Monitor de gás	Hidrogênio no óleo
	Transdutor digital	Tensões de linha
		Correntes de linha
		Potências ativa, reativa e aparente
Tanque e Óleo	Monitor de umidade	Teor de água no óleo (ppm)
		Saturação relativa de água no óleo %
		Saturação relativa à temp. ambiente
		Saturação relativa à temp. de referência
		Tendência de evolução do teor de água
Relé de ruptura	Ruptura da bolsa do tanque de expansão	
Sistema de resfriamento	Monitor de temperatura	Temp. do óleo - entrada dos trocadores
		Temp. do óleo - saída dos trocadores
		Temp. da água - entrada dos trocadores
		Temp. da água - saída dos trocadores
	Transdutor digital	Tensões das bombas de óleo
		Correntes das bombas de óleo
		Potências das bombas de óleo
Módulo de aquisição de dados	Estágios de resfriamento on/off	
	Vibração das bombas de óleo	
Outros	Módulo de aquisição de dados	Contatos de alarme: - Relé buchholz, - Válvula de alívio de pressão, - Nível de óleo, etc.

Para cumprir totalmente seus objetivos, o sistema de monitoramento deve efetuar o tratamento dos dados acima, a fim de obter informações úteis sobre o estado dos transformadores, como detalhado a seguir.

IV. TRATAMENTO DE DADOS PARA DIAGNÓSTICOS E PROGNÓSTICOS

Para o tratamento dos dados obtidos a partir dos sensores citados acima, o sistema de monitoramento instalado possui

em seu software um Módulo de Engenharia, que inclui os modelos de engenharia mostrados na tabela II.

TABELA II
MODELOS DE ENGENHARIA PARA DIAGNÓSTICO E PROGNÓSTICO DO ESTADO DOS TRANSFORMADORES

Sis-tema	Modelo de Engenharia	Diagnósticos e Prognósticos	
Buchas	Estado das Buchas	Tendência de evolução de capacitância (pF/dia)	
		Tendência de evolução de tangente delta (%/dia)	
		Tempo restante para alcançar valores críticos de capacitância (dias)	
		Tempo restante para alcançar valores críticos de tangente delta (dias)	
Parte ativa	Envelhecimento da isolação	Vida útil restante da isolação (%)	
		Tendência de perda de vida da isolação (%/dia)	
		Tempo de vida restante da isolação (anos)	
	Umidade no papel	Teor de água no papel (% da massa seca)	
		Fator de aceleração da perda de vida da isolação por hidrólise	
		Temperatura de formação de bolhas	
		Temperatura de formação de água livre	
	Gases no óleo	Gases no óleo	Tendência de evolução do hidrogênio (ppm/dia)
			Laudo de ensaios de gás-cromatografia off-line
	Previsão de temperaturas	Previsão de temperaturas	Temperatura futura do hot-spot após estabilização
			Tempo para alcançar temperatura de alarme
			Tempo para alcançar temperatura de desligamento
	Simulação	Simulação	Simulação de evolução de temperaturas com degrau de carga
			Simulação de evolução de temperaturas c/ curva de carga 24h
			Perda de vida hipotética
	Tanque e Óleo	Físico-químico	Laudo de ensaios físico-químicos off-line
Tendência de evolução do teor de água (ppm/dia)			
Sistema de resfriamento	Eficiência do resfriamento	Temperatura do topo do óleo calculada	
		Diferença entre temperaturas medida e calculada	
		Eficiência do sistema de resfriamento	
	Manutenção do resfriamento	Manutenção do resfriamento	Tempo total de operação dos grupos de resfriamento
			Tempo de operação dos grupos de resfriamento após manutenção
			Tempo restante para manutenção dos grupos de resfriamento
Alarme por vibração das bombas			

Dessa forma, os dados brutos dos sensores permitem obter informações úteis para diagnósticos e prognósticos do estado dos transformadores [2], [3].

V. ARQUITETURA DO SISTEMA DE MONITORAÇÃO

A arquitetura do sistema de monitoramento dos transformadores elevadores da UHE Tucuruí é mostrada na figura 2.

A medição das variáveis já apresentadas na tabela I é efetuada por meio de sensores inteligentes tipo IED (*Intelligent Electronic Device*), projetados e testados especificamente para uso no ambiente de pátio de subestações, permitindo sua instalação diretamente no corpo dos transformadores.

Esses sensores são dotados de portas de comunicação que permitem sua conexão direta a uma rede de comunicação, possibilitando a transmissão direta das medições para um servidor na sala de controle da usina. Para isso é utilizada também a estrutura da rede Intranet da Eletrobras Eletronorte, facilitando a instalação e reduzindo custos.

No servidor na sala de controle é executado o Software Especialista de monitoramento Sigma, que efetua os tratamentos de dados mostrados na tabela II.

Por meio da rede Intranet da Eletrobras Eletronorte os usuários têm acesso remoto ao sistema de monitoramento, através da interface em páginas HTML, com tecnologia Web 2.0.

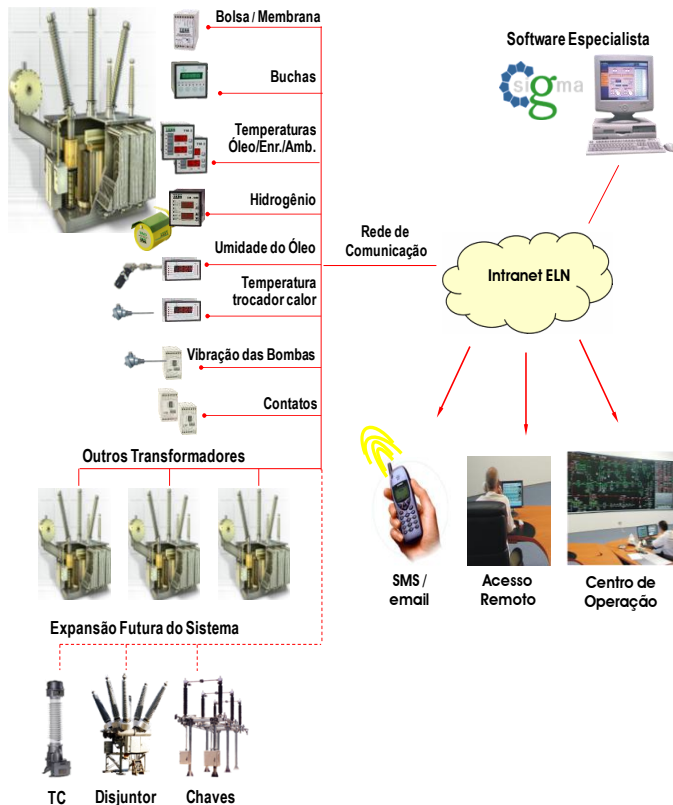


Fig. 2. Arquitetura do sistema de monitoramento dos transformadores elevadores.

A arquitetura escolhida pela Eletrobras Eletronorte é descentralizada [4], ou seja, não utiliza um elemento centralizador no corpo do transformador, evitando assim custos adicionais e eliminando um ponto de falha [5]. Essa arquitetura trouxe também alguns benefícios adicionais para a instalação, que foram:

- Devido à sua modularidade, a facilidade para expansão do sistema para vários transformadores da usina;
- Da mesma forma, a possibilidade de expansão a outros equipamentos da usina, tais como disjuntores, seccionadores, TCs, etc.;
- A possibilidade de expansão do sistema com o acréscimo de novos sensores.

VI. FUNCIONALIDADES DO SOFTWARE DE MONITORAÇÃO

As principais funcionalidades disponibilizadas pelo software de monitoramento são:

- Acesso local na usina ou remoto em qualquer ponto da rede da Eletrobras Eletronorte, através de páginas Web, sem necessidade de instalação de plug-ins nos computadores dos usuários;
- Possibilidade de acesso remoto através de Smartphones, desde que o acesso seja permitido pelos administradores do sistema e da rede;
- Envio de alertas por email ou SMS em caso de alarmes ou alertas de diagnósticos;
- Armazenamento de dados de sensores e dos modelos de engenharia em banco de dados SQL Server, mantendo histórico de toda a vida dos transformadores;
- Visualização de dados on-line ou históricos;
- Consulta ao histórico através de gráficos, tabelas ou exportação para arquivo XLS (MS Excel);
- Interface de anunciador de alarmes com registro em banco de dados do início, reconhecimento e finalização dos alertas e alarmes;
- Registro de todos os acessos e operações realizadas pelos usuários no sistema;
- Acesso protegido por nome de usuário e senha, com categoria de acesso específica para cada usuário: Visualizador, Operador e Administrador.

VII. INSTALAÇÃO DO SISTEMA

O sistema de monitoramento foi instalado no primeiro transformador e entrou em operação em 2006. Posteriormente foi expandido para mais três máquinas, monitorando atualmente quatro transformadores elevadores.

Encontra-se em andamento a instalação de sensores e a expansão do sistema para mais transformadores elevadores.

Com isso se observa a importância das características de modularidade e expansibilidade da arquitetura descentralizada empregada para aplicações desse tipo.

Detalhes da instalação são mostrados nas figuras 3 a 9 a seguir.



Fig. 3. Vista de um dos transformadores elevadores, 378 MVA 13,8/550 kV.

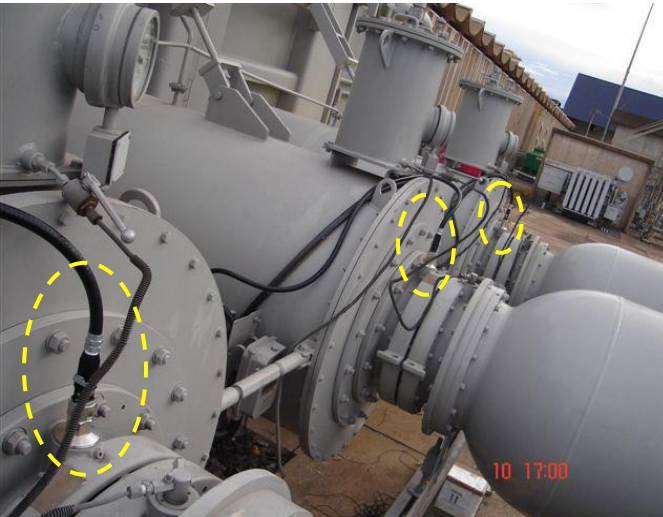


Fig. 4. Detalhe da instalação dos adaptadores nos taps capacitivos das buchas de 550 kV, para monitoração de capacitância e tangente delta.



Fig. 5. Monitor de umidade (acima) e de gás dissolvidos no óleo.



Fig. 6. Sensores de temperatura do topo do óleo (esquerda) e ambiente.



Fig. 7. Sensores de temperatura de entrada de óleo e saída de água dos trocadores de calor.



Fig. 8. Painel com sensores inteligentes (IEDs) no corpo do transformador.

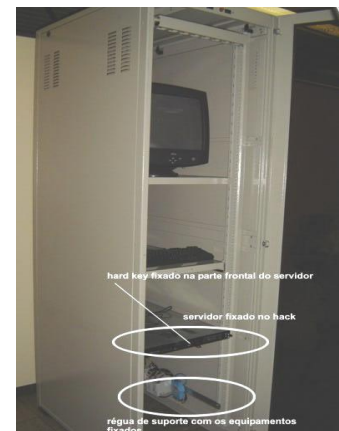


Fig. 9. Servidor de monitoramento na sala de controle.

VIII. RESULTADOS OBTIDOS

Diversos resultados foram auferidos com a instalação e operação do sistema de monitoramento descrito, atingindo-se os seguintes objetivos:

- Redução no valor global do prêmio do seguro das instalações da Eletrobrás Eletronorte, pois o segurador compreende que está havendo a mitigação do risco.
- Redução do risco de falhas catastróficas, com a detecção dos defeitos em estágio inicial [6], [7];
- Conseqüentemente, aumento da segurança para o pessoal da usina, para os equipamentos e para a instalação;
- Extensão da vida útil dos equipamentos ao detectar rapidamente condições de envelhecimento acelerado;
- Preservação da imagem corporativa ao reduzir a chance de acidentes;
- Otimização das rotinas de manutenção, permitindo a migração gradual da manutenção preventiva para a preditiva – baseada no estado do equipamento ao invés de no tempo;
- Preparação dos equipamentos para aplicação da filosofia da Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC).

Pelo fato de a instalação desses sistemas ser realizada em conjunto com grandes paradas de manutenção, raramente são detectadas falhas no período inicial de operação do monitoramento. Porém, recentemente o sistema apresentou alarme de ‘falta de fluxo de óleo’ em uma das bombas de circulação de óleo, levando a equipe de manutenção a verificar in loco. Foi constatado que a bomba estava desarmando por sobrecarga o que poderia levar ao sobreaquecimento do transformador e conseqüente desligamento forçado da unidade. Tal ocorrência serve de exemplo dos ganhos obtidos com a implantação do monitoramento online.

Com a ferramenta de geração de gráficos disponível no software de monitoramento (Fig. 10), tornou-se possível o acompanhamento da evolução de defeitos em tempo real, permitindo a análise comparativa entre diversas grandezas operacionais, o que trouxe facilidade e aumento da confiabilidade na emissão de diagnósticos de falhas incipientes.



Fig. 10. Ferramenta de geração de gráficos do software de monitoramento.

IX. CONCLUSÃO

Considerando a importância do fornecimento de energia da UHE Tucuruí para o SIN, a implantação de um sistema de monitoramento on-line para seus transformadores elevadores é uma medida de grande importância para o aumento da confiabilidade e disponibilidade do sistema elétrico.

Com a implantação do sistema foi atingido também um objetivo de grande importância para a Eletrobras Eletronorte, que foi obter uma significativa redução do prêmio de seguro, haja vista que há mitigação do risco. Além disso, a instalação de sistemas de monitoramento é muito bem avaliada pelas seguradoras, o que facilita a contratação do seguro para as instalações da Eletrobrás Eletronorte.

X. REFERÊNCIAS

- [1] ELECTRA, “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service”, Paris, CIGRE, Ref. no. 88, 1983.
- [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] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [4] V. Vasconcellos, M. Alves, “Especificação de Sistemas de Monitoração On-line para Transformadores de Potência Baseados em uma Arquitetura Descentralizada”, V Workspot, Brasil, Abril 2008.
- [5] 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.
- [6] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, “Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas”, XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [7] Alves, Marcos, Silva, Gilson, “Experiência de Campo com Monitoração On-Line de um Transformador 343MVA 230kV com 2 Computadores sob Carga”, IV Workspot – Workshop on Power Transformers, Recife, Brasil, 2005.

XI. BIOGRAFIAS

José Aliezio A. Severo Nascido na cidade de Jardim – CE, em 06 de maio de 1954, exerce a função de Técnico Superior de Projetos e Construções na Eletrobras Eletronorte desde Julho de 1989. Atua na área de equipamentos elétricos, lotado na Gerência de Projetos Eletromecânicos de Hidrelétricas. Formado em eletrotécnica pelo C.I.U. em Ilha Solteira – SP e cursando 8º semestre do curso de engenharia de computação no Centro Universitário de Brasília – UniCEUB – DF.



Klaxon V. Fantin Nascido em Belém, PA, em 02 de janeiro de 1981, trabalha na Eletrobras Eletronorte desde 2007, estando vinculado à área de engenharia de operação e manutenção da UHE Tucuruí. Formou-se engenheiro electricista pela Universidade Federal do Pará, onde posteriormente concluiu o curso de mestrado em engenharia elétrica. Atualmente é aluno do curso de doutorado em engenharia elétrica nesta mesma universidade.



Marcos E. G. Alves (M'2007) Nascido no Rio de Janeiro, RJ, em 15 de Julho de 1975, trabalha com a Treetech desde 1992. Especializado em sistemas de controle e monitoramento de transformadores de potência, coordena o departamento de PD&I. Formou-se engenheiro elétrico em 2001 pela Universidade São Judas Tadeu, SP, e em 2005 concluiu o Mestrado na área de Energia e Automação da Universidade de São Paulo (USP). Está cursando atualmente o doutorado em Energia pela mesma universidade.