



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Arquiteturas de Monitoramento e Diagnóstico de Transformadores de Potência

Marcelo Alexandre Costa	Daniel Carrijo P. Araujo	Alvaro Jorge A. L. Martins
Cemig Distribuição S/A	Mcosta Serv. e Equip.Ltda	Cemig Distribuição S/A
mcosta@cemig.com.br	dcparaujo@yahoo.com.br	ajm@cemig.com.br

RESUMO

O transformador de potência é, sem dúvida, o mais importante equipamento de uma subestação. O sistema elétrico brasileiro está atualmente operando perto de seu limite e indisponibilidade de equipamentos como transformadores podem acarretar desligamentos e outros tipos de transtornos. Neste cenário, temos que o monitoramento dos transformadores de potência é imprescindível, pois somente assim podemos prever e agendar adequadamente intervalos de manutenção, possíveis paradas e até mesmo falhas de suas partes.

Um sistema de monitoramento de transformadores de potência deve proporcionar a aquisição, armazenamento e tratamento de diversas variáveis medidas no equipamento, resultando em diagnósticos do estado atual e prognósticos de eventuais falhas que poderão ocorrer no equipamento.

O monitoramento de transformadores de potência permite o acesso a informações seguras e rápidas, auxiliando a engenharia a obter dados que resulte em diminuição de custos, aumento da confiabilidade e disponibilidade do equipamento e redução drástica do seu tempo de manutenção.

PALAVRAS-CHAVE

Monitoramento; Monitoramento de Transformadores de Potência; Automação; Diagnósticos de Transformadores de Potência; Sistema de Monitoramento Distribuído.

1. INTRODUÇÃO

As concessionárias de energia viram mudanças sem precedentes nos últimos anos devido à nova legislação e ao processo de privatização de parte do setor. Com isto, a administração de ativos de equipamento primários das empresas mudou drasticamente de foco. Em particular, a manutenção de



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

equipamentos primários em subestações, que não estava acostumada à redução de custos foi a principal atingida neste processo. Ao mesmo tempo a maioria dos equipamentos primários em países ocidentais foi instalada antes de 1965 [1], com uma vida operacional de aproximadamente 30 a 40 anos e que dependem de uma gama de fatores.

Na América do Norte, é calculado que [1], para um parque total de 120.000 transformadores de Transmissão e Distribuição, aproximadamente 10% deste número são considerados críticos em termos de idade da unidade ou de sua condição, e também em termos de seu papel no sistema elétrico. Deste parque de equipamentos que já são considerados em estado crítico, é esperado monitorar somente 14% nos próximos cinco anos – 1,4% do total de transformadores.

Considerando que as agências reguladoras estão exigindo mais qualidade, disponibilidade e confiabilidade das concessionárias e estas, pressionadas pela redução de custos, tentam ao máximo aproveitar o seu parque existente. Estes objetivos conflitantes criam novas necessidades e objetivos para a engenharia de manutenção. E para auxiliar no seu trabalho, os sistemas de monitoramento que existiam no passado tiveram de ser aperfeiçoados.

Um sistema de monitoramento de transformadores moderno e que atenda ao contexto e premissas descritas deve fornecer, no mínimo:

- Geração de prognósticos e diagnósticos relativos à falhas e eventos;
- Obter informações seguras sobre o comportamento e do estado de desgaste e envelhecimento dos equipamentos e do próprio sistema;
- Prolongamento da vida útil dos equipamentos;
- Determinação de valores de referência que servem de base para a comparação com os valores supervisionados;
- Operação intuitiva e fácil, reduzindo a necessidade de treinamento e o tempo gasto nele;
- Aproveitar o conhecimento do engenheiro especialista da empresa, obtendo assim resultados mais confiáveis em cada situação;
- Redução dos custos de manutenção dos equipamentos;
- Permitir a programação de intervenção da equipe de manutenção preventiva, com base nos desvios das grandezas monitoradas;
- Aumento da confiabilidade do sistema elétrico;
- Redução de intervenções com desligamentos.

Os sistemas de monitoramento existentes podem ser classificados em alguma destas categorias, independente se são de fabricação recente ou antiga. Esta classificação é da concepção de sistema, e, independe dos seus métodos de implementação:

1. Sistema de monitoramento off-line;
2. Sistema de monitoramento simples on-line;
3. Sistema de monitoramento completo on-line;
4. Sistema de monitoramento e diagnóstico on-line.



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

O objetivo deste estudo é comparar duas formas de se obter, processar e apresentar as variáveis medidas pelo sistema de monitoramento. Estas formas são:

1. A arquitetura centralizada de aquisição e monitoramento
2. A arquitetura descentralizada de aquisição e monitoramento

Cada qual destas arquiteturas, independente da concepção do sistema, pode ser utilizada e possui suas próprias características. A conclusão sobre qual sistema é o mais adequado para atingir as premissas iniciais do sistema de monitoramento é o objeto deste estudo.

A Cemig Distribuição SA possui em seu sistema elétrico as duas arquiteturas instaladas, ambas em transformadores isolados a óleo vegetal. O sistema de monitoramento com arquitetura centralizada está no transformador da SE Cidade Industrial e o com arquitetura descentralizada na SE Pará de Minas1.

2. SISTEMA CENTRALIZADO

A arquitetura centralizada [2] é a mais tradicional e possui sistemas desenvolvidos e funcionando em todo o mundo. A grande maioria dos sistemas de monitoramento comercializados por grandes fabricantes segue esta arquitetura.

Ela é composta pelos sensores tradicionais ligados a um ou mais elementos concentradores de informações. Estes elementos são geralmente, PLC's (Controladores Lógicos Programáveis) de uso industrial. As formas de entrada nestes concentradores são as entradas digitais e as analógicas. Os sensores e equipamentos de medição são conectados a estas portas, de acordo com o tipo de sua saída. Destes concentradores os sinais são enviados a um computador para o processamento e armazenamento destas informações.

Esta arquitetura apresenta como principal vantagem a sua simplicidade de concepção o seu tradicional uso, tendo muitos profissionais de alta capacidade que o conhecem, facilitando assim suporte técnico.

A sua mais acentuada desvantagem deriva justamente de uma das suas características fundamentais: O seu elemento concentrador. Este elemento é um equipamento padrão de mercado, usualmente concebido para uso em ambientes industriais. Por isso estes PLC's quando colocados junto ao transformador, normalmente no seu painel, podem ter seu funcionamento e desempenho comprometidos. Este comprometimento é causado pelas condições adversas de temperatura e a alta intensidade de interferências eletromagnéticas. Se estes equipamentos fossem instalados na sala de controle, o dispêndio de material, e conseqüentemente financeiro, seria muito alto visto que para cada sensor deverá existir cabeamento específico.

Outra desvantagem é a necessidade de duplicação de sensores ou dos seus sinais, através de transdutores ou relés auxiliares.

Normalmente isto ocorre devido ao fato que as saídas dos sensores do transformador já estão sendo utilizadas por outros sistemas da subestação, como o sistema de proteção e o sistema de supervisão. Esta necessidade de duplicação gera vários problemas, dentre eles podemos citar:

1. Aumento do número de equipamentos passíveis de manutenção;
2. Aumento do número de possíveis pontos de falha;
3. Ampliação da demanda de estoque de peças;
4. Aumento da complexidade e dos custos de montagem e manutenção;
5. Diferenças de medição, em caso de duplicação de sensores.

Na figura 01 é apresentado um diagrama esquemático de um sistema de monitoramento baseado na arquitetura centralizada. Como podemos observar, o elemento concentrador tem uma importância fundamental e a sua saída do sistema causa falha total. Neste caso, a proteção e a supervisão do transformador nunca poderiam vir integradas ao monitoramento.

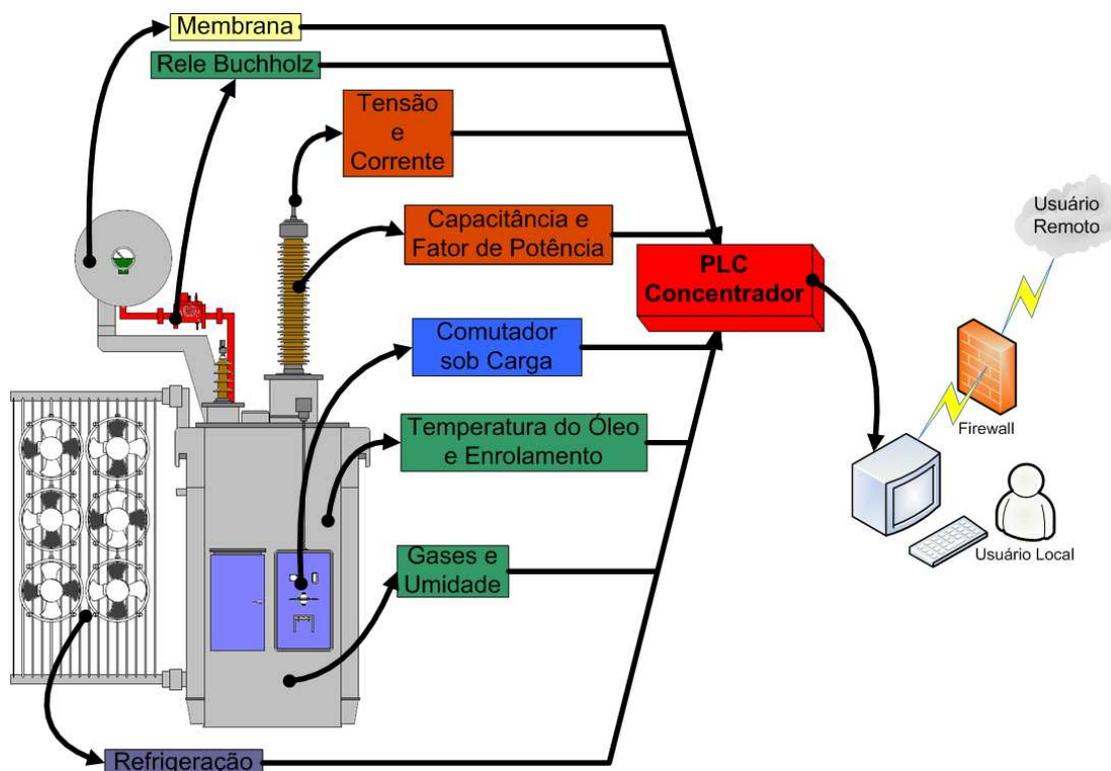


Figura 01. Arquitetura do sistema centralizado de aquisição e monitoramento



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

3. SISTEMA DESCENTRALIZADO

O sistema baseado na arquitetura descentralizada [2,3], geralmente é constituído de IED's (Intelligent Electronic Devices). Estes IED's são dispositivos microcontrolados de alta confiabilidade. Cada IED é um conjunto composto de sensor e IHM (Interface Homem-Máquina), que provê inteligência e funcionalidade no próprio dispositivo. Ele possui todas as características que os sistemas de proteção e supervisão utilizam como contatos secos, saídas analógicas e também portas de comunicação serial, utilizando protocolos de comunicação como DNP-3 e Modbus.

Utilizando-se estes IED's no lugar dos sensores tradicionais, obtemos além das características necessárias para a proteção e supervisão, a comunicação necessária para um sistema de monitoramento, sem a necessidade de aquisição de nenhum tipo de equipamento. Como vantagens desta arquitetura, destacam-se:

1. Equipamentos projetados especificamente para a condição de operação no corpo do transformador, acabando com os problemas decorrentes das condições de temperatura e compatibilidade eletromagnética.
2. Não existe a necessidade de repetição de sensores ou multiplicação de sinais;
3. Diminuição dos pontos de falha;
4. Diminuição dos custos de instalação, manutenção e estoque de peças;
5. Inexistência de leituras discrepantes de uma mesma variável;
6. Transmissão digital dos dados para o sistema de monitoramento, aumentando a confiabilidade dos diagnósticos e prognósticos;

O meio físico para a transmissão de sinais pode ser um par trançado ou fibra ótica, dependendo da necessidade do local.

Na figura 02 é apresentado um diagrama esquemático de um sistema de monitoramento baseado na arquitetura descentralizada. Como podemos observar, não existe o elemento concentrador. Os dispositivos IED's comunicam-se de forma independente com o sistema de monitoramento. Neste caso, a proteção e a supervisão do transformador poderiam vir integradas ao monitoramento, visto que a falha de um dispositivo somente teria como resultado a perda de sua funcionalidade.

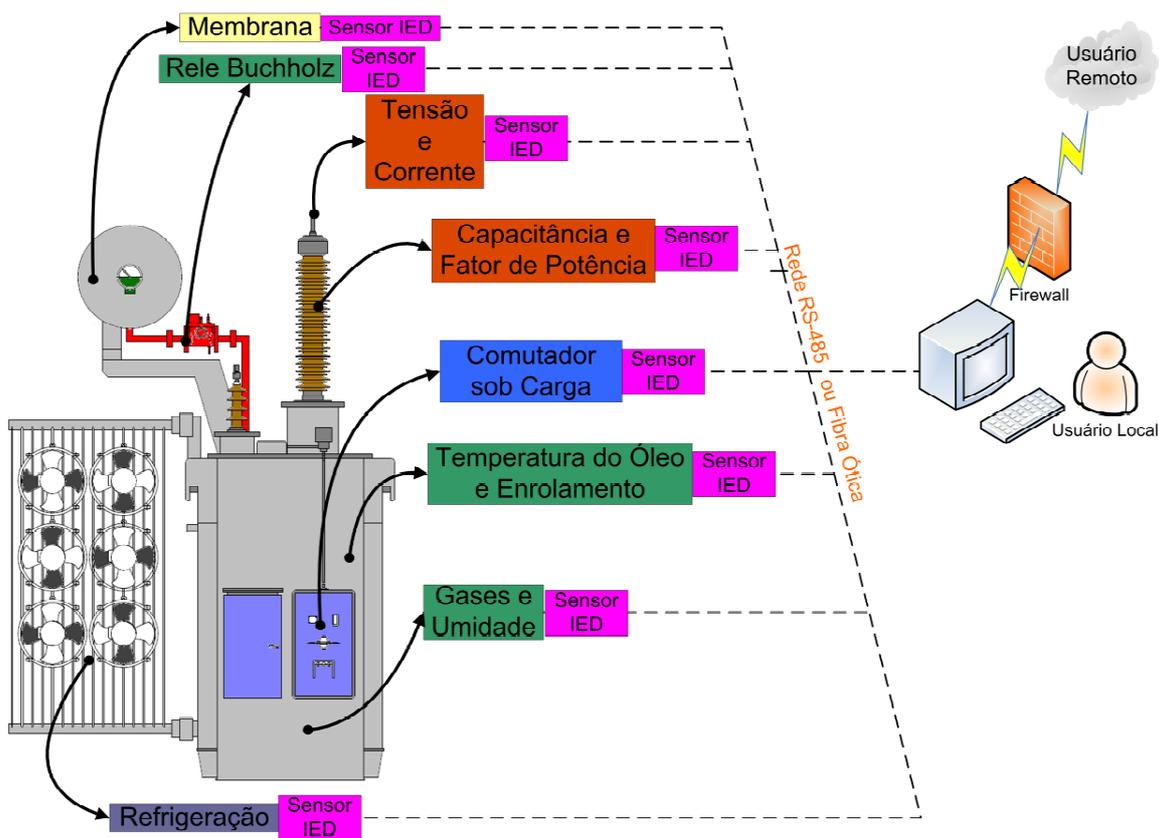


Figura 02. Arquitetura do sistema descentralizado de aquisição e monitoramento

4. TABELA COMPARATIVA ENTRE AS ARQUITETURAS

Como já foi dito os sistemas de monitoramento de transformadores podem ser divididos em duas arquiteturas: A arquitetura Centralizada e a arquitetura Descentralizada. Na tabela 01 são apresentadas as suas diferenças, vantagens e desvantagens [2].

Tabela 01. Diferenças entre as arquiteturas Centralizadas e Descentralizadas

Arquitetura Centralizada – PLC's	Arquitetura descentralizada – IED's
Geralmente projetado para ambientes industriais	Projetado para ambiente de subestações
Temperatura de operação máxima de 55°C	Temperatura de operação máxima de 85°C
Instalação recomendada na Sala de Controle	Instalação no próprio equipamento
Nível de isolamento de 500 V	Nível de Isolação de 2.500V
Em caso de falha no PLC, todo o sistema falha	Em caso de falha na IED, apenas a função executada é afetada
Sensores dedicados – Problemas de duplicação	Sensores compartilhados
O próprio PLC é um ponto crítico de falha	Não existe um ponto crítico de falha
Sistema Centralizado – Concentrador	Sistema Descentralizado – Sem Concentrador
O PLC é um custo adicional	Não existe custo adicional com equipamentos
Difícil expansão, por ser centralizado	Fácil expansão, por ser descentralizado
Geralmente funcionam com protocolos industriais	Possuem protocolo robusto, específicos para sistemas de potência

5. DIFERENÇAS ENTRE DIAGNÓSTICO E MONITORAMENTO

O sistema de monitoramento obtém, armazena e exibe todas as informações pertinentes ao transformador. Ele também pode disparar alarmes, mensagens de aviso e outras funcionalidades pré-programadas. Porém, ele por si só não é capaz de realizar diagnóstico ou prognóstico do equipamento, baseado em seus dados. Esta é a diferença entre o monitoramento e o diagnóstico. O monitoramento apenas recolhe e exibe informações. O diagnóstico – e claro, o prognóstico – é a inteligência do especialista, o papel do Engenheiro de Manutenção.

5.1 Como obter diagnósticos?

Atualmente, com a incrível massa de dados que se acumula nos bancos de dados, fica difícil extrair conhecimento das informações. Tradicionalmente, o Engenheiro de Manutenção, mesmo que com larga experiência, demora um tempo para analisar e chegar a uma conclusão a partir destes dados. Mas o tempo demandado para obter estes resultados se tornou proibitivo, devido ao enxugamento das equipes de manutenção e o acúmulo de funções dos Engenheiros de Manutenção. A despeito

destes fatores, a cobrança por melhores resultados, menores tempos de indisponibilidade e redução de custos tem crescido gradativamente. A tudo isto, soma-se o fato que os especialistas têm se tornado cada vez mais raros no mercado.

Com isto, a criação e o uso de ferramentas computacionais que gerem diagnósticos e prognósticos de forma automática é cada vez mais necessária. Estas ferramentas são conhecidas como sistemas especialistas.

Estes sistemas especialistas são elaborados a partir de modelos matemáticos dos dispositivos e processos envolvidos. Em alguns modelos, os diagnósticos e prognósticos podem ser feitos somente a partir dos dados obtidos on-line, como no caso da previsão da rampa de aquecimento do óleo. Outros, em uma mistura de dados on-line e off-line, como no caso do modelo completo de envelhecimento do papel, onde os dados fornecidos por uma análise cromatográfica do óleo isolante são necessários.

Estes sistemas especialistas visam ajudar o engenheiro de manutenção a interpretar os dados fornecidos pelo sistema de monitoramento e com isso, aumentar a eficiência do seu trabalho.

Na figura 03 é apresentado um diagrama esquemático de um sistema completo de diagnóstico e prognóstico, baseado na arquitetura de monitoramento descentralizado. O engenheiro de manutenção tem como ferramenta de trabalho todos os níveis de interação com o sistema, podendo atuar com precisão e eficiência no equipamento.

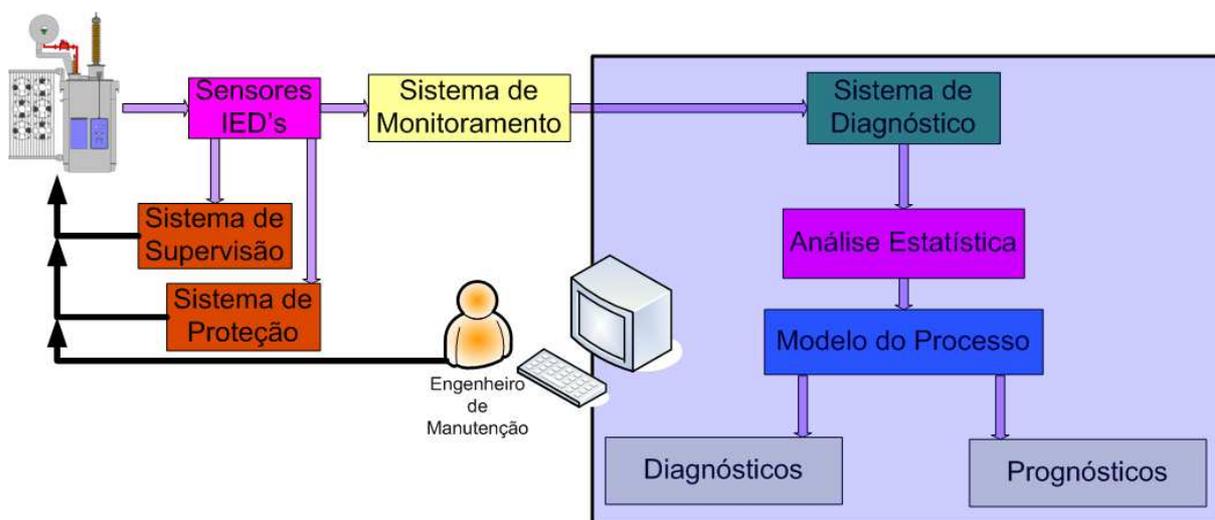


Figura 03. Diagrama do sistema completo de diagnóstico e prognóstico

A tabela 02 é uma comparação entre os sistemas de automação e as suas funções, tanto em SEP – Sistemas Elétricos de Potência quanto em SEI – Sistemas Elétricos Industriais [3].

Tabela 02. Comparação entre as funções de automação em SEP e SEI

Função	Sistema de Automação em SEP	Sistema de Automação em SEI
Protocolos adequados para a transmissão de oscilografia, time stamping e outros	Sim	Não
Registro de eventos com resolução de 1 ms	Sim	Não, 100 ms típico
Nível de isolamento conforme IEC 60255-5	2,5 kV	0,5 kV
Interferência eletromagnética para subestação	IEC 60255-6 IEC 61000-4	Não
Fluxo de programa	Controlado por Eventos	Cíclico (20 a 200 ms)
Check Before Operate	Sim	Não

6. CONCLUSÃO

Os diversos benefícios com a utilização da arquitetura descentralizada a tornam aconselhável, portanto, para a especificação dos sistemas de monitoração, dadas a maior confiabilidade e menores custos de manutenção, além da facilidade para especificação de sistemas de monitoração de pequeno porte e custo reduzido. Contribui para isso a possibilidade de aproveitamento de IED's já existentes no transformador para as funções de supervisão e controle como fonte de dados (sensores) para o sistema de monitoração. Em alguns casos, o sistema de monitoração pode ter custo zero com sensores.

Com a especificação de uma arquitetura descentralizada para a medição das variáveis, baseada em dispositivos inteligentes (IED's), é possível também a aplicação de módulos de diagnóstico específicos, conforme os IED's utilizados como fonte de dados para o sistema. Essa arquitetura permite ainda a implantação e expansão gradual do sistema de monitoração, respeitando-se a disponibilidade de recursos da empresa e permitindo a implantação em um maior número de transformadores.

Dessa forma, a aplicação de sistemas de monitoração on-line, geralmente restrita no passado a transformadores de grande porte devido ao seu custo elevado, torna-se possível também em transformadores de pequeno e de médio porte.



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Independente da arquitetura de monitoramento utilizada, a tabela 03 apresenta as vantagens que podem ser obtidas utilizando-se de um sistema de monitoramento [1]

Tabela 03. Vantagens do sistema de Monitoramento e Diagnóstico

Item	Vantagens do Monitoramento e Diagnóstico On-line
Condições Operativas	Capacidade do equipamento - Estado do equipamento
Prognósticos	Descoberta precoce de falhas, obtendo assim a minimização dos seus efeitos
Suporte a Manutenção	A manutenção somente é executada quando é realmente necessária. Auxilia no planejamento da manutenção
Previsão de Vida Útil	Pode avaliar a vida útil restante do equipamento.
Operação	Capacidade de impor maiores cargas ao equipamento, controlando como este reage a esta solicitação
Análise de Falha	Em caso de falha, ajuda a determinar a sua causa
Segurança das pessoas e do meio ambiente	Aumenta a segurança tanto das pessoas quanto do meio ambiente

Em relação aos sistemas de diagnósticos e prognósticos, ainda podemos evoluir muito, com a utilização avançada da inteligência computacional ou com o aprimoramento dos modelos existentes. A tendência é que o especialista, durante a utilização da ferramenta, possa treiná-la para a obtenção de melhores resultados. Com isso, o processo de manutenção seria otimizado e o objetivo de todo este sistema será plenamente atingido. Mesmo assim, a evolução e aperfeiçoamento nunca cessariam, já que este é um processo dinâmico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Farquharson, GE HARRIS Energy Control Systems, "Technology Solutions for Improving the Performance Reliability of Substations and T&D Networks", 2001 Western Power Delivery Automation Conference, April 10-12, 2001, Spokane, Washington
- [2] Alves, M, "Sistema de monitoração on-line de transformadores de potência", Revista Eletricidade Moderna, maio, 2004
- [3] Siemens, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade" Siemens Energia, Encarte Especial, Janeiro, 2001
- [4] NBR 9368, "Padronização de Transformadores de Potência", Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT, Brasil, 1987
- [5] IEEE, "Guide for the Application of on-line monitoring to liquid immersed transformer", IEEE, Draft 11
- [6] Tretech Sistemas Digitais, "Catálogo Geral de Equipamentos", 2006