

Descentralizar e monitorar on-line reduz seus problemas com transformadores

Essenciais para as redes de transmissão e distribuição e, em geral, os mais importantes ativos de uma subestação, os transformadores de potência podem ter eventuais falhas diagnosticadas ou prognosticadas através de sistemas de monitoração on-line baseados em arquitetura descentralizada. A novidade, estendida aos modelos de pequeno e médio porte, tem sido considerada uma importante ferramenta para se conhecer o estado do equipamento, permitindo uma mudança na filosofia de manutenção: a aceleração da manutenção preventiva para a preditiva.

Tipicamente, esses sistemas consideram a medição de variáveis por sensores e/ou condicionadores de sinais, conectados a duas arquiteturas: ou a baseada em um elemento centralizador no corpo do transformador, geralmente um CLP - Controlador Lógico Programável; ou a descentralizada, baseada em IEDs (Intelligent Electronic Devices – Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) no corpo do transformador. Veja as diferenças entre as duas arquiteturas:

Nos sistemas com arquitetura descentralizada, pode ser empregada a comunicação serial no padrão RS-485, além das fibras ópticas, e também links de rádio dedicados e redes sem fio Wi-Fi, dependendo da instalação.

Se o computador que efetua o armazenamento e tratamento dos dados estiver na própria sala de controle da subestação, a conexão com os transformadores é direta. Se estiver remoto, a transmissão pode ser efetuada também pela rede intranet da empresa, internet ou ainda por modem celular GPRS.

Os dados fornecidos pelos IEDs, incluindo as medições brutas e as informações resultantes de tratamento dos dados, são recebidos por um computador que executa o software de monitoração. Um sistema de monitoração deve ser capaz de digitalizar e transformar os dados em informações úteis para a manutenção – diagnóstico e prognóstico do estado do equipamento - e possuir um “Módulo de Engenharia” com os algoritmos e modelos matemáticos.

Arquitetura Centralizada	Arquitetura Descentralizada
Sistema centralizado – o CLP concentra as informações de todos os sensores e as envia.	Sistema descentralizado - os sensores são IEDs que enviam as informações diretamente.
Expansões e manutenções mais difíceis.	Naturalmente modular, facilitando expansões e manutenção.
Os sensores têm que ser dedicados para conexão ao CLP, causando eventuais duplicações de sensores e custos adicionais em sistemas de monitoração.	IEDs já existentes nos sistemas de controle e proteção podem ser integrados aos sistemas de monitoração e aquisição de dados, evitando custos de sensores adicionais.
O CLP representa custos adicionais de instalação, programação e manutenção.	Não existe o elemento centralizador – eliminação de custos adicionais.
Falha no CLP pode acarretar a perda de todas as funções do sistema.	Falha em um IED acarreta perda apenas de parte das funções – as demais permanecem em serviço.
O elemento centralizador (CLP) é um ponto de falha adicional para o sistema.	Não existe o elemento centralizador, eliminando-se assim um possível ponto de falha.
Temperatura de operação máxima do CLP é 55°C. Prejudicial a instalação junto ao transformador.	Temperatura de operação -40 a +85°C, adequada para instalação no pátio junto aos transformadores.
Instalação recomendada na sala de controle – grande quantidade de cabos de ligação com o pátio.	Instalação típica junto ao transformador – apenas comunicação serial (par trançado ou fibra óptica) para ligação com a sala de controle.
Nível de isolamento típico 500 V – não adequado para o ambiente de subestações de alta tensão.	Nível de isolamento típico 2,5 kV – projetado para o ambiente de subestações de alta tensão.
Portas de comunicação serial não suportam surtos, impulsos e induções existentes na subestação, obrigando o uso de fibra óptica para ligação com a sala de controle – alto custo de instalação.	Portas de comunicação serial projetadas para o ambiente de subestação, permitindo o uso de par trançado para ligação com a sala de controle – baixo custo de instalação. Permite opcionalmente o uso de fibra óptica.
Geralmente operam com protocolos de comunicação industriais.	Protocolos de comunicação específicos para utilização em sistemas de potência (timestamp, sincronismo de relógio, etc.).

A tabela ao lado resume os principais módulos de diagnóstico que podem ser especificados para um sistema de monitoração, bem como as variáveis medidas necessárias para sua operação:

A adoção de sistemas de monitoração on-line nos transformadores de potência deve considerar a especificação do sistema, as variáveis a serem medidas, a arquitetura para a medição e os módulos de diagnósticos desejados. Com a arquitetura descentralizada baseada em dispositivos inteligentes (IEDs), é possível a aplicação de módulos de diagnóstico específicos, podendo-se aproveitar os IEDs já existentes no transformador com custo zero para o sistema de monitoração. A arquitetura ainda permite a implantação e expansão gradual do sistema de monitoração, respeitando-se a disponibilidade de recursos da empresa e a instalação de um maior número de transformadores.

Dessa forma, os sistemas de monitoração on-line podem ser aplicados a transformadores de pequeno e médio porte, deixando no passado a exclusividade para os modelos de grande porte.



Módulo de Diagnóstico	Variáveis Necessárias
Perda de vida útil da isolação	- Temperaturas dos enrolamentos (hot-spot) - Teor de água no papel (obtido de módulo de diagnóstico)
- Previsão de temperaturas futuras - Eficiência dos sistemas de resfriamento	- Temperatura ambiente - Temperatura do topo do óleo - Percentuais de carregamento - Estágio de resfriamento em operação
Assistente de manutenção do resfriamento	Estágio de resfriamento em operação
- Água no óleo e no papel - Temperatura de formação de bolhas - Temperatura de formação de água livre	- Saturação relativa percentual de água no óleo - Teor de água no óleo em ppm - Temperatura do óleo no ponto de medição - Temperaturas dos enrolamentos - Temperatura ambiente
Gás no óleo do transformador	- Concentração de hidrogênio dissolvido no óleo - Concentração de gases combustíveis no óleo (off-line ou on-line)
Diferencial de temperatura do comutador sob carga	- Temperatura do topo do óleo - Temperatura do óleo do comutador - Posição de tap
Tempo de operação do comutador sob carga	- Posição de tap - Comutador em operação / em repouso
Torque do motor do comutador sob carga	- Posição de tap - Comutador em operação / em repouso - Corrente do motor do comutador - Tensão do motor do comutador (opcional)
Assistente de manutenção do comutador	- Posição de tap - Comutador em operação - Corrente de carga
- Umidade no óleo do comutador	- Saturação relativa percentual de água no óleo - Teor de água no óleo em ppm - Temperatura do óleo no ponto de medição

Bibliografia

- 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.
- Alves, Marcos, “Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- 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.

Veja este e outros artigos no site
NEI.com.br

Crédito

Este artigo foi escrito para Noticiário de Equipamentos Industriais – NEI por Vagner Vasconcellos, engenheiro de planejamento da CPFL Energia S.A., e Marcos E. G. Alves, gerente técnico da Treetech Sistemas Digitais Ltda.