



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Especificação de Sistemas de Monitoração *on line* para Transformadores de Potência Baseados em uma Arquitetura Descentralizada

Vagner Vasconcelos	Marcos Eduardo Guerra Alves
CPFL Piratininga	Treetech Sistemas Digitais
vagnervasco@cpfl.com.br	marcos.alves@treetech.com.br

PALAVRAS-CHAVE

Diagnóstico
Especificação
Monitoração *on-line*
Prognóstico
Transformadores

RESUMO

As mudanças nas filosofias de manutenção, com a migração da manutenção Preventiva para a Preditiva têm levado à adoção dos Sistemas de Monitoração On-line de Transformadores de Potência como uma das principais ferramentas para conhecer o estado do equipamento e diagnosticar ou prognosticar eventuais problemas. Este artigo apresentará os principais aspectos a levar em consideração para a especificação de sistemas de monitoração de transformadores de potência, incluindo as arquiteturas para medição de variáveis, os meios de transmissão de dados, o processamento das medições para obtenção de diagnósticos e prognósticos do estado do equipamento e a disponibilização das informações. Será apresentado também o conceito de subsistemas de monitoração com a utilização de sensores inteligentes (IEDs), que pode viabilizar a aplicação da monitoração on-line em transformadores de pequeno e médio porte.

1. INTRODUÇÃO

O atual cenário dos mercados de energia elétrica no mundo tem levado as empresas do setor a operar num contexto de competitividade até então inédito, forçando a uma busca constante por maior eficiência, melhor qualidade de fornecimento e menores custos.

Este contexto tem levado a uma mudança nas filosofias de manutenção, acelerando a migração da manutenção Preventiva para a Preditiva. Alguns dos primeiros equipamentos em que se opera essa mudança são os transformadores de potência, visto que, além de essenciais para as redes de transmissão e distribuição, são em geral os maiores ativos de uma subestação.

Com isso, os Sistemas de Monitoração On-line têm sido adotados como uma das principais ferramentas para possibilitar essa mudança sem colocar em risco a segurança e confiabilidade da operação dos transformadores, permitindo conhecer sua condição e diagnosticando ou prognosticando eventuais problemas.

A experiência já adquirida pelo mercado com o desenvolvimento, especificação e compra de sistemas de monitoração on-line, além de sua posterior operação e manutenção, permite identificar as filosofias principais empregadas na construção dos sistemas, assim como a análise de seus resultados práticos e a seleção das soluções que apresentem os melhores resultados com os menores custos.

Com isso, embora inicialmente os sistemas de monitoração fossem aplicados somente a transformadores de grande porte, a escolha e especificação das filosofias e arquiteturas mais adequadas pode tornar viável a aplicação de sistemas de monitoração on-line mesmo em transformadores de pequeno e médio porte.

2. TOPOLOGIA TÍPICA DOS SISTEMAS DE MONITORAÇÃO ON-LINE

Tipicamente, os sistemas de monitoração on-line de transformadores de potência adotam a topologia mostrada no diagrama de blocos da figura 1, onde se observam as seguintes partes constituintes principais:

- **Medição de Variáveis** - A medição das diversas variáveis consideradas importantes para o conhecimento do estado do equipamento é efetuada através sensores e/ou transdutores, localizados em geral junto ao transformador. Se a arquitetura adotada for a Centralizada, existirá também um dispositivo concentrador das medições (CLP).
- **Transmissão de Dados** - Consiste na transmissão dos dados de medições dos sensores, obtidos na etapa anterior, para a etapa de armazenamento e processamento de dados a seguir, utilizando-se os meios físicos mais convenientes para a aplicação.
- **Armazenamento e Processamento de Dados** - O armazenamento e processamento dos dados de medições dos sensores têm por objetivo a obtenção de informações úteis para a manutenção e gestão do ativo, tais como os diagnósticos e prognósticos de estado dos vários subsistemas e da condição geral do transformador. Com isso se evita também que a engenharia de manutenção seja sobrecarregada com um grande volume de dados, nem sempre de fácil interpretação.
- **Disponibilização das Informações** - Para que o sistema de monitoração atinja seus objetivos, as informações referentes ao estado dos equipamentos precisam ser disponibilizadas aos diversos setores interessados, mantendo simultaneamente a integridade dos dados e a segurança do acesso.



Figura 1 – Topologia Típica de um Sistema de Monitoração

A especificação de um sistema de monitoração on-line deve considerar as características necessárias e as opções que as atendam em cada uma dessas partes. As principais questões a observar são descritas a seguir.

2.1. Medição de Variáveis

A especificação da Medição de Variáveis para o sistema de monitoração deve levar em consideração: (1) quais variáveis devem ser medidas e (2) qual a arquitetura a adotada para essas medições.

2.1.1 Seleção das Variáveis

A relação a seguir constitui uma lista de variáveis tipicamente utilizadas em sistemas de monitoração de transformadores de potência, sendo possível a utilização de apenas parte delas:

- Temperatura ambiente
- Temperatura do óleo
- Temperatura dos enrolamentos
- Temperatura do comutador sob carga
- Estado da bolsa/membrana do conservador
- Teor de água e saturação relativa no óleo do transformador
- Teor de água e saturação relativa no óleo do comutador sob carga
- Capacitância e tangente delta das buchas
- Gás dissolvido no óleo
- Tensões e correntes de carga
- Posição do comutador sob carga
- Instante de acionamento do comutador sob carga
- Número de operações do comutador sob carga
- Tensões e correntes do motor do comutador
- Nível de óleo do transformador
- Nível de óleo do comutador sob carga

A escolha das variáveis a medir para o sistema de monitoração estará condicionada aos seguintes fatores principais:

- Aplicabilidade ao transformador em questão, considerando a existência de ou não de acessórios como comutador sob carga, bombas de circulação de óleo, etc.
- Variáveis necessárias para execução das funções de diagnóstico consideradas importantes para a aplicação. Esse fator está diretamente ligado ao bloco de Armazenamento e Tratamento de Dados, e será detalhado no item 2.3.

2.1.2 Arquitetura empregada na Medição das Variáveis

A medição das variáveis durante a operação do transformador é efetuada por meio de sensores e/ou condicionadores de sinais, que podem estar conectados segundo duas arquiteturas principais:

- Uma arquitetura baseada em um elemento centralizador localizado no corpo do transformador, geralmente um CLP (Controlador Lógico Programável), ou,
- Uma arquitetura descentralizada, baseada em IEDs (*Intelligent Electronic Devices*, Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) localizados no corpo do transformador.

Tabela 1 – Comparação de características das arquiteturas Centralizada e Descentralizada

Arquitetura Centralizada	Arquitetura Descentralizada
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema centralizado – o CLP concentra as informações de todos os sensores e as envia ao próximo bloco do sistema de monitoração. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema descentralizado, onde os sensores são IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i>) que enviam as informações diretamente ao próximo bloco do sistema de monitoração.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema centralizado, expansões e manutenções mais difíceis. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema naturalmente modular, facilitando expansões e manutenção.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Os sensores têm que ser dedicados para conexão ao CLP, causando eventuais duplicações de sensores e custos adicionais em sistemas de monitoração. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ O elemento centralizador (CLP) representa custos adicionais de instalação, programação e manutenção para o sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Não existe o elemento centralizador – eliminados custos adicionais.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falha no CLP pode acarretar a perda de todas as funções do sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falha em um IED acarreta perda apenas de parte das funções – demais IEDs permanecem em serviço.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ O elemento centralizador (CLP) é um ponto de falha adicional para o sistema 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Não existe o elemento centralizador, eliminando-se assim um possível ponto de falha.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperatura de operação máxima do CLP típica 55 °C [1]. Desaconselhada instalação junto aos equipamentos principais (p.ex. transformadores). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperatura de operação -40 a +85 °C, adequados para instalação no pátio junto aos equipamentos principais.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalação recomendada na sala de controle – grande quantidade de cabos de interligação com o pátio. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalação típica junto ao equipamento principal, no pátio – apenas comunicação serial (par-trançado ou fibra ótica) para interligação com a sala de controle.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nível de isolamento típico 500 V – não adequado para o ambiente de subestações de alta tensão [1]. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nível de isolamento típico 2,5 kV – projetado para o ambiente de subestações de alta tensão.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Portas de comunicação serial não suportam os surtos, impulsos e induções existentes na subestação, obrigando ao uso de fibra ótica para comunicação com a sala de controle – alto custo de instalação. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Portas de comunicação serial projetadas para o ambiente de subestação, permitindo o uso de par-trançado para comunicação com a sala de controle – baixo custo de instalação. Permite opcionalmente o uso de fibra ótica, com conversores externos auto-alimentados.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geralmente operam com protocolos de comunicação industriais [1]. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Protocolos de comunicação específicos para utilização em sistemas de potência (<i>time-stamp</i>, sincronismo de relógio, etc.).

Topologias de sistemas de monitoração utilizando as arquiteturas centralizada e descentralizada podem ser observadas nos exemplos das Figuras 2 e 3. Na Figura 2 se pode observar, por exemplo, a duplicação dos sensores de temperatura do óleo e corrente de carga, que já não ocorre na Figura 3.

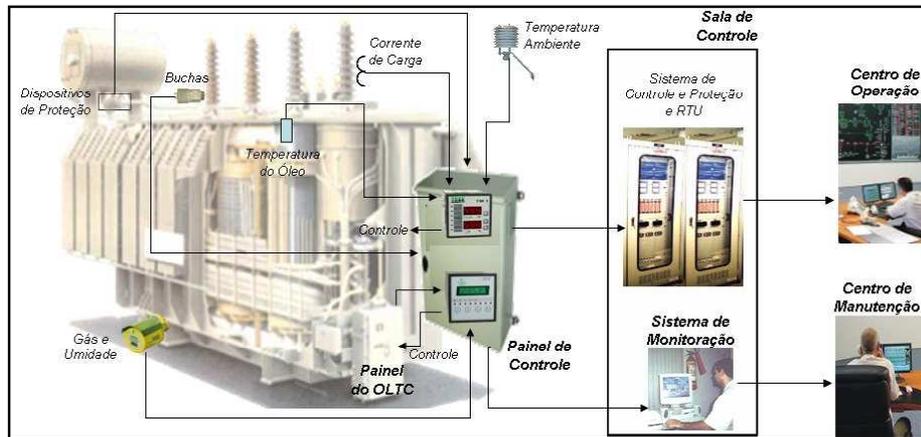


Figura 2 – Topologia Utilizando Arquitetura Centralizada

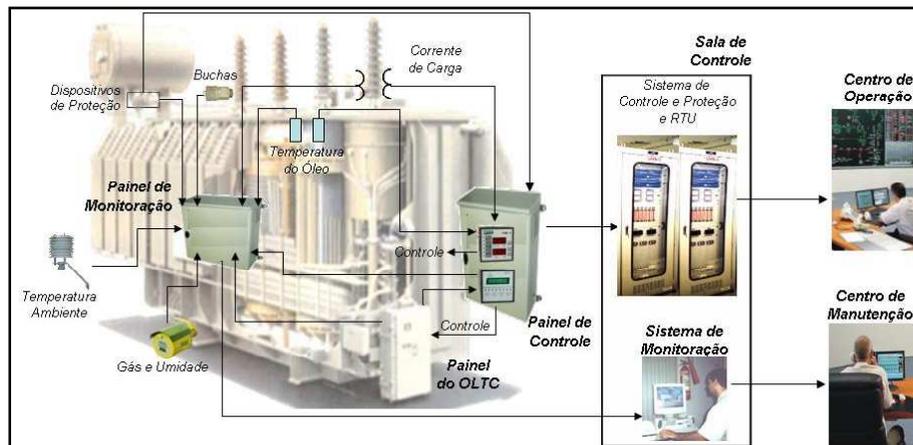


Figura 3 – Topologia Utilizando Arquitetura Descentralizada

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 IEDs já existentes no transformador para as funções de supervisão e controle como fonte de dados (sensores) para o sistema de monitoração. Em alguns casos, como os exemplos mostrados no item 3 adiante, o sistema de monitoração pode ter custo zero com sensores.

2.2. Transmissão de Dados

A transmissão de dados dos equipamentos de medição de variáveis (item 2.1) para a sala de controle da subestação pode ser realizada através de diferentes meios de comunicação, respeitando-se também as exigências do tipo de arquitetura empregada para a medição de variáveis, conforme mostrado na Tabela 1. Em sistemas com medição de variáveis com arquitetura centralizada são empregadas geralmente fibras óticas.

Já nos sistemas com arquitetura descentralizada pode ser empregada, além da alternativa com fibras óticas, a comunicação serial no padrão RS485, com a vantagem de menores custos e tempo de instalação, contribuindo assim para a redução de custo e a viabilização financeira dos sistemas de monitoração em transformadores de pequeno porte.

Dessa forma, também sob este aspecto a utilização da arquitetura descentralizada torna-se aconselhável para a especificação dos sistemas de monitoração.

Outras opções de comunicação também podem ser estudadas, dependendo das características da instalação, como por exemplo, *links* de rádio dedicados e redes sem fio *wi-fi*.

Se o computador que efetua o armazenamento e tratamento dos dados (item 2.3) estiver localizado na própria sala de controle da subestação, a conexão com a transmissão de dados que vêm dos transformadores é direta. Caso contrário, se o computador estiver em uma localidade remota, a transmissão dos dados de medição pode ser efetuada também através rede *intranet* da empresa, pela internet ou ainda por modem celular GPRS.

2.3. Armazenamento e Tratamento de Dados

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, que pode estar localizado na sala de controle da subestação ou em uma localidade remota, onde é executado o software de monitoração.

Mais que um sistema para simples digitalização de dados obtidos de sensores, um sistema de monitoração deve ser capaz de transformar esses dados em informações úteis para a manutenção, que são os diagnóstico e prognóstico do estado do equipamento. Para cumprir essa função, o sistema de monitoração deve possuir um “Módulo de Engenharia”, no qual estão os algoritmos e modelos matemáticos para diagnósticos e prognósticos.

A Tabela 2 resume os principais módulos de diagnóstico que podem ser especificados para um sistema de monitoração, bem como as variáveis medidas necessárias para sua operação [2], [3].

Tabela 2 – Exemplos de Módulos de Diagnóstico e Medições de Variáveis Necessárias

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

Em sistemas com arquitetura descentralizada, a modularidade dos sensores IEDs se estende aos módulos de diagnóstico a serem utilizados, pois podem ser especificados apenas os módulos para os quais se dispõe das variáveis listadas na coluna “Variáveis Necessárias” da Tabela 2.

Isso contribui, portanto, para a redução de custo e a viabilização financeira dos sistemas de monitoração em transformadores de pequeno porte. Dessa forma, também sob este aspecto a utilização da arquitetura descentralizada torna-se aconselhável para a especificação dos sistemas de monitoração. No item 3 adiante são mostrados alguns exemplos de subsistemas de monitoração onde, com a utilização de poucos sensores é possível o diagnóstico de diversas funções do transformador.

2.4. Disponibilização das Informações

Para permitir a disponibilização das informações do sistema de monitoração, em geral o computador que executa o software de monitoração estará conectado à rede *intranet* da empresa ou mesmo à Internet. Para permitir o acesso ao sistema de monitoração sem a necessidade de instalação de softwares específicos em todos os computadores remotos, a solução geralmente empregada é o acesso através de navegadores de *internet*.

Além disso, para evitar a necessidade de um acompanhamento contínuo do sistema, o que acarretaria um grande gasto de tempo da engenharia de manutenção, o sistema de monitoração pode ser especificado com um mecanismo de envio automático de mensagens de alerta em caso de qualquer anormalidade. Os alertas podem ser enviados por e-mail ou ainda por mensagens de texto a telefones celulares, conforme previamente cadastrado no sistema.

3. EXEMPLOS DE CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS DE MONITORAÇÃO

Para ilustrar a especificação de diferentes configurações de sistemas de monitoração, são apresentados a seguir alguns exemplos de aplicação utilizando módulos de monitoração com relativamente poucas variáveis.

Os exemplos consideram o uso de arquitetura descentralizada, aproveitando-se equipamentos de supervisão e controle já existentes em muitos transformadores como sensores de medição de variáveis para o sistema de monitoração.

3.1. Subsistema de Monitoração de Temperaturas

A Figura 4 exemplifica um subsistema de monitoração de Temperaturas que utiliza como sensor para medição de variáveis somente um monitor de temperatura, frequentemente já existente nos transformadores para funções de supervisão e controle de ventilação forçada. Com essa configuração simples, diversas funções de monitoração são possíveis, conforme listado na própria figura.

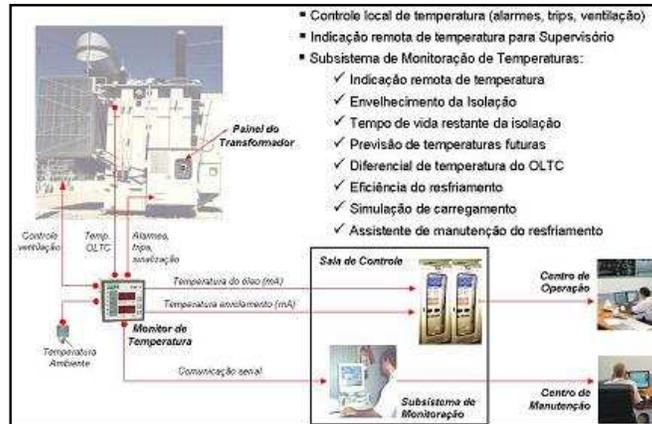


Figura 4 – Subsistema de Monitoração de Temperaturas

3.2. Subsistema de Monitoração de Temperaturas e de Umidade

A Figura 5 exemplifica um subsistema de monitoração de Temperaturas e de Umidade que utiliza como sensores para medição de variáveis um monitor de temperatura, frequentemente já existente nos transformadores para funções de supervisão e controle de ventilação forçada, e um sensor de umidade em óleo de custo relativamente reduzido. Com essa configuração são possíveis as todas as funções do subsistema de monitoração de temperaturas mostrado na Figura 4, acrescentando-se as funções do subsistema de monitoração de umidade listadas na Figura 5.



Figura 5 – Subsistema de Monitoração de Temperaturas e de Umidade

4. CONCLUSÕES

Para atingir os objetivos esperados com a utilização de sistemas de monitoração on-line de transformadores de potência, especiais cuidados devem ser tomados com a especificação das características do sistema, tais como as variáveis a medir, a arquitetura para a medição de variáveis e os módulos de diagnósticos desejados.

Com a especificação de uma arquitetura descentralizada para a medição das variáveis, baseada em dispositivos inteligentes (IEDs), é possível a aplicação de módulos de diagnóstico específicos, como demonstrado com os exemplos no item 3, aproveitando-se inclusive os IEDs já existentes no transformador para funções de supervisão e controle como fontes de dados (sensores) e com custo zero para o sistema de monitoração.

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.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] 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.
- [2] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [3] 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.