

VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DO PROCESSO DE AUTOMAÇÃO/ DIGITALIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS PARA A REDUÇÃO DE CUSTOS E MELHORIA DA QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

**Clemerson Ricardo Ferreira¹, Marcio Neres de Souza²,
Luiz Roberto Nogueira³**

*UniVap - FEAU Campus Vila Branca
Estrada do Limoeiro, 250 - Jardim Dora – Jacaré-SP - CEP: 12305-810*

cle_ferreira@terra.com.br
marcio.neres.souza@terra.com.br / nogueiralr@uol.com.br

Resumo: Este trabalho propõe o estudo de viabilidade Técnica – Econômica do Processo de Automação / Digitalização de Subestações Elétricas, visando melhoria da qualidade do fornecimento de Energia Elétrica, assim como um planejamento para a redução de custos operacionais, de manutenção através de sistemas inteligentes de aquisição de dados do sistema elétrico e de controle digitalizados, diminuindo sistematicamente a complexidade de manutenção e aumentando a confiabilidade, e mostrar que a implantação deste tipo de sistema além de aumenta substancialmente a qualidade e a eficiência do fornecimento de Energia Elétrica, diminui os custos de produção e distribuição, reduz os acidentes nos locais de trabalho.

Palavras-chave: Automatização e Digitalização de Subestações.

Área do Conhecimento: III – Engenharias.

Introdução

Concessionárias e indústrias, visando uma maior qualidade no fornecimento de Energia Elétrica, vem investindo na modernização de suas subestações. Muitos se perguntam: Por que automatizar uma subestação? Tendo em vista que a maioria destas subestações, ainda operaram com dispositivos analógicos, tais como medidores, relés eletromecânicos, relés de proteção (sobre corrente, diferencial) etc.

Não incluindo os aspectos de confiabilidade, ainda nestas condições o sistema da subestação é complexo, pois é utilizado um grande número de cabos e fiações de comando e de controle, equipamentos redundantes para aumentar a confiabilidade, complicadas lógicas com relés para intertravamento de dispositivos, (disjuntores, seccionadores etc.) e difícil supervisão dos estados dos sistemas na subestação. Isso tudo resulta em grandes custos de operação, tendo em vista a dificuldade na manutenção e no gerenciamento da planta. Com tudo, já existem muito desses dispositivos analógicos sendo substituídos ou implantados digitalmente, como exemplo relés digitais (IED – Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) e controladores programáveis, de um modo mais simples, com a mesma confiabilidade e custos bastante atraentes. O trabalho tem como objetivo mostrar viabilidade do desenvolvimento de um

Sistema voltado à integração da operação, supervisão e diagnósticos de falhas de sistemas de Energia Elétrica, o qual viria a colaborar para a redução do tempo de eliminação de defeitos em função da rápida localização e possível diagnóstico das falhas no sistema, e a minimização dos erros de manobras pela possibilidade de automatização de rotinas de comandos e interação com o sistema.

Metodologia

Este trabalho foi realizado a partir da pesquisa de livros sobre Sistemas Elétricos de Potência e Automação Industrial conforme citado no item de referências, em sites e catálogos eletrônicos de fabricantes de Sistemas de Automação para Subestações, Redes de Comunicações e disciplinas Conversão de Energia e Projeto X (Prof. Luiz Roberto Nogueira). A seguir será apresentado o resultado desta pesquisa.

Resultados /Discussão

Digitalizar um sistema significa a conversão de grandezas analógicas para um meio digital. A característica básica dos dispositivos digitais, é que são sistemas de aquisição e comunicação de dados dentro de uma sala de controle em uma subestação (COS – Centro de Operação do Sistema), com a função de realizar

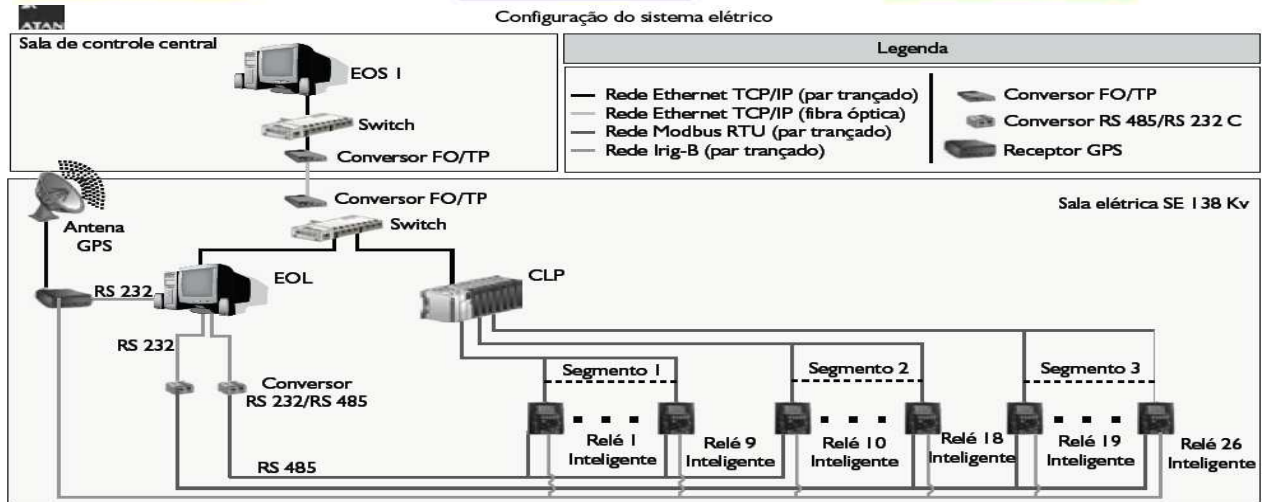


Figura 1: Arquitetura do Sistema de Automação de uma Subestação (ABMBTASIL 2008)

todas as tarefas dos dispositivos analógicos, nas áreas de supervisão, controle e proteção dos Sistemas Elétricos de Potência, substituindo ou complementando as funções dos tradicionais equipamentos analógicos nas medições e manuseio de grandezas como tensão, corrente, potência, temperatura e estado.

As principais vantagens de sua utilização são (CAPELLI 2007): topologia simples; precisão; confiabilidade; baixo custo de operação e manutenção; versatilidade; interoperabilidade; baixo investimento; aplicabilidade. Em uma subestação estão distribuídos vários pontos de medição, supervisão

e controle garantindo a qualidade da energia fornecida, tais como: tensões, correntes e potências ativa e reativa em linhas e em barramentos; temperatura, pressão e vazão de óleo em transformadores; atuação e estado de disjuntores; de seccionadores, de chaves de terra, de ventiladores e de bombas; estado de relés de proteção de linhas; proteção diferencial de transformadores e de barramentos; estado da segurança do pátio da subestação; registro de alarmes; oscilografia; e comunicação com outras subestações, entre outras.

Os dispositivos digitais, devido sua tecnologia de construção, possuem grande precisão na medição de grandezas existentes no pátio de uma subestação. Esses dispositivos, normalmente microprocessados utilizam filtros e conversores analógico-digitais (AD), com grande resolução, possibilitando aquisição dos sinais sem ruído ou interferência. Os dispositivos digitais, em comparação com as tecnologias já empregadas, sofrem menos com influências externas e com desgastes de peças.

Por tanto, a realização das tarefas de medição, supervisão e controle podem ser repetidas por um grande número de vezes, mantendo a precisão e a confiabilidade dos dados adquiridos nos pontos de medição, supervisão e

controle distribuídos pelo pátio da subestação. Com essas características, é garantida pouca ou nenhuma necessidade de manutenção em relação dos dispositivos digitais. Também, um eficiente programa de manutenção preventiva, ou até mesmo preditiva, garante uma vida útil e prolongada e com baixo custo de operação e manutenção do dispositivo.

Os dispositivos analógicos convencionais possuem uma determinada função e modo de operação específico. Por exemplo, uma proteção diferencial de transformadores, tem a necessidade de ligar os transformadores de corrente no primário e secundário do transformador, para compensar as rotações de fase ou tipos de ligação. Com os dispositivos digitais, essa preocupação não existe. Conhecido o esquema de ligação do transformador, a ser protegido, basta configurar o algoritmo do relé digital para a compensação dessas defasagens entre o primário e o secundário, através de aritmética adequada, com os sinais coletados nas medições dos referidos pontos.

O custo do investimento nos dispositivos digitais é alto se comparado ao equivalente com tecnologia analógica. Entre tanto, os recursos disponíveis, sua versatilidade e reduzidos custos de operação e manutenção tornam a opção por dispositivos digitais bastante interessantes.

Os relés de proteção são dispositivos de monitoramento de circuitos em uma instalação elétrica (ARAÚJO 2002). Ocorrendo variações nas condições do sistema elétrico, que podem comprometer o funcionamento dos equipamentos, bem como a segurança de pessoas, os relés atuam emitindo um alarme ou comando ao seu receptor, para que sejam tomadas as medidas necessárias. Deste modo, consegue-se reduzir os prejuízos ou danos em equipamentos. Existem vários tipos de relés que podem ser usados em conjunto, mas isso depende do tipo de proteção

requerida e do tipo de equipamento a ser protegido.

Os relés são subdivididos de acordo com suas características básicas (CAMINHA 1977; ARAÚJO 2002): -em relação às grandezas físicas de atuação (elétricas, mecânicas, térmicas, ópticas, entre outras); -em relação à natureza da grandeza a que respondem (corrente, tensão, potência, frequência, pressão, temperatura, entre outras); -em relação ao tipo construtivo – eletromecânicos (indução), mecânicos (centrífugos), eletrônicos (foto elétricos), entre outros; -em relação à função (sobrecorrente, sobretensão, subtensão, direcional de corrente, diferencial, entre outras); -em relação à forma de conexão (diretamente ligado ao circuito primário ou ligado através de transformadores de corrente ou potencial); -em relação à fonte de alimentação e atuação (corrente alternada ou corrente contínua); -em relação ao grau de importância (principal ou auxiliar); -em relação à posição dos contatos (normalmente fechado ou aberto); -em relação à aplicação (máquinas rotativas (geradores) ou estáticas (transformadores), linhas aéreas ou subterrâneas, entre outras); -em relação à temporização (instantâneo ou temporizado).

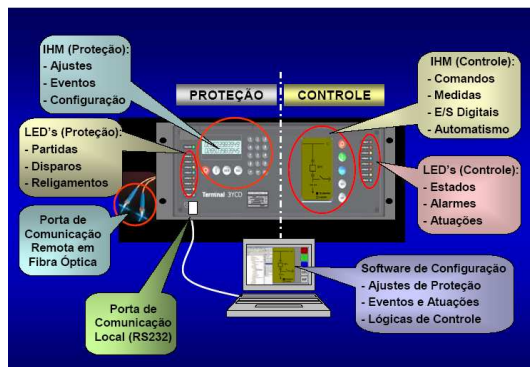


Figura 2: Dispositivo Eletrônico Inteligente – IED (UTFPR 2008).

Os relés de proteção mais modernos utilizam tecnologia digital, o que possibilita a incorporação de várias funções de proteção em um único dispositivo. Além disso, dispõem dos padrões de comunicação serial RS-485 e RS-232. Assim é possível ao usuário realizar a configuração de todas as entradas e saídas, a parametrização e os ajustes de todas as funções de proteção e de medição, a análise de oscilografia, o registro de faltas e de eventos do sistema por meio de um programa aplicativo instalado em um microcomputador localizado na sala de controle.

A comunicação remota, via porta serial, pode ser feita através de vários protocolos de

comunicação, sendo os mais utilizados descritos a seguir (NATALE 2000; CAPELLI 2002):

Modbus: É um protocolo de comunicação do tipo mestre escravo, em que o mestre possui conhecimento de dados e de endereços dos escravos, possui modo de transmissão RTU (Remote Terminal Unit) e taxa de transmissão de até 38.400 bit/s.

K-Bus/Courier: da mesma forma que o protocolo de comunicação de dados Modbus, o relé escravo pode informar eventos ao dispositivo mestre. Possui as seguintes características principais: verificação de mensagens; banco de dados distribuído; elemento independente. Além disso oferece os benefícios de ser: seguro, confiável, robusto; e mais rápido que o Modbus, com taxa de transmissão de 64.000 bit/s.

DNP 3.0: O DNP (Distributed Network Protocol) é um protocolo de comunicação baseado nos padrões de comunicação IEC 870-5, designado para a indústria em aplicações de telecontrole. É um protocolo aberto e sem proprietário designado, baseado em um modelo que inclui três camadas do modelo OSI (Open Systems Interconnection), denominadas EPA (Enhanced Performance Architecture): Camada de Enlace de Dados; e Camada Física. Apresenta-se muito eficiente por ser um protocolo de camadas, assegurando alta integridade de dados. Adequado para aplicações em ambiente SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) completo: RTU-IED (Mestre Remoto, ponto a ponto e aplicações de rede: Possui as seguintes características principais: podem existir mais de 65 mil dispositivos com direções diferentes em um mesmo enlace de dados; permite mensagens em Broadcast; confirmações na camada de enlace e na camada de aplicação, garantindo alta integridade na informação; solicitação e respostas com múltiplos tipos de dados em uma única mensagem; permite objetos definidos pelo usuário incluindo transferência de arquivos; segmentação das mensagens em múltiplas partes para garantir uma excelente detecção de erros e recuperação de partes com erros; assegura prioridades a um grupo de dados (classes) e os solicita periodicamente baseando-se nas mesmas; os dispositivos escravos podem enviar respostas sem serem solicitados; suporta sincronização temporal com um formato de tempo padrão.

Como podemos ver, os relés podem ser conectados em rede através da porta serial RS-485. Usando um dos protocolos de comunicação padrão, a informação passa por um concentrador de comunicação para interligar a comunicação dos dados dos relés digitais (IED-Intelligent Electronic Devices) de uma subestação de Energia Elétrica com um centro de controle distante. Para se ter uma boa relação custo – benefício, é importante

que o concentrador permita a interligação de várias IEDs (NATALE 2000; CAPELLI 2002).

Ainda com a intenção de aumentar a confiabilidade da comunicação em ambientes de elevado ruído são utilizados cabos de fibra óptica, sendo este o meio de comunicação mais apropriado aos ambientes de elevado nível de interferência eletromagnética (EMI), como é o caso da grande maioria das plantas industriais.

A aplicação de dispositivos digitais em uma subestação, não se limita á equipamentos de potência, mas também é aplicável á dispositivos de monitoramento, á medição, ao controle e á proteção de todos os subsistemas pertencentes a uma subestação. A utilização de equipamentos digitais substitui os fios e os cabos distribuídos ao longo da subestação, transportando sinais entre equipamentos analógicos por uma topologia mais simples com o uso de equipamentos de medição e supervisão localizados próximos aos pontos de controle especificados para a aquisição dos sinais, os quais são transmitidos a um sistema de supervisão e controle central através de uma simples rede de comunicação por fibra óptica, por exemplo. Uma aplicação possível com os dispositivos digitais são os intertravamentos de sistemas elétricos. É possível, por exemplo, substituir dispositivos como contadores e relés eletromecânicos em uma complicada lógica, por um controlador programável (CLP), com programação adequada. Caso seja preciso haver uma mudança no sistema, não é necessário refazer toda a lógica de relés ou contadores, basta reprogramar o controlador. Outro fator importante de se utilizar dispositivos digitais é a capacidade de executar várias funções em um mesmo dispositivo. Por exemplo, um mesmo produto que tenha a função de proteção diferencial de transformadores, pode fazer também a proteção de sobrecorrente, monitoração de temperaturas do transformador, detecção de condições de corrente in rush, para evitar atuação indevida etc.

Outra vantagem dos dispositivos digitais é a interoperabilidade. Todos os dispositivos têm a capacidade de operar em redes de comunicação com a utilização de um protocolo de comunicação apropriado. Por tanto, uma rede de comunicação pode partir de um centro de operação e percorrer todo o pátio da subestação, conectando os dispositivos de medição pontuais e transmitir todas as informações coletadas a um sistema de controle e supervisão central, possibilitando, de modo bem simples, a automação da subestação.

Conclusão

Quando automatizamos e digitalizamos uma subestação existem vantagens, tais como: o grande volume de informações adquiridas, maior precisão na análise de defeitos, maior segurança

devido ao intertravamentos via CLP, melhor operabilidade podendo ter em tempo real o status de cada equipamento sem estar necessariamente em campo, a comunicação entre dispositivos (interoperabilidade), custo de manutenção de dispositivos baixo, maior confiabilidade devido á melhora sensível na tecnologia de semicondutores, admitindo maiores temperaturas de trabalho. Porém para que esse sistema seja implantado, requer uma investimento inicial alto durante a fase de projeto. Durante a instalação deve-se tomar certos cuidados, tais como ter cabos blindados ou fibras ópticas para comunicação sobre o pátio da subestação, salas com temperaturas controladas, etc. Sempre deve ser analisado o custo benefício, pois tal sistema pode ser, em alguns casos, mais indicados para grandes subestações de concessionárias, que tenham grande importância no Operador Nacional do Sistema (ONS) ou em grandes empresas, cujo o processo necessite de um controle mais crítico sobre suas cargas, o que não se aplica por exemplo, em pequenas subestações industriais ou de concessionárias.

Referências

ARAÚJO, CARLOS ANDRÉ S. – **Proteção de Sistemas Elétricos** – Light – 2002 Editora Interciência.

CAMINHA, AMADEU C. – **Introdução á Proteção dos Sistemas Elétricos**. Escola Federal de Engenharia de Itajubá-MG – 1977 - Editora Edgard Blucher Ltda.

CAPELLI, ALEXANDRE – **Mecatrônica Industrial** – 2002 – Editora Saber Ltda.

CAPELLI, ALEXANDRE – **Energia Elétrica para Sistemas Automáticos da Produção** – 2007 - Editora Érica.

CAPELLI, ALEXANDRE – **Automação Industrial: Controle do Movimento e Processos Contínuos** – 2006 - Editora Érica.

NATALE, FERDINANDO – **Automação Industrial** - Série Brasileira de Tecnologia – 2000 - Editora Érica.

MORAES, CÍCERO COUTO DE – **Engenharia de Automação Industrial** – 2ª Edição – 2007 - Editora LTC.