XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

GOP/017

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO IX
ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

SUPERVISÃO E CONTROLE COM O SPIDER MICROSCADA – ABB: A EXPERIÊNCIA DA SUPERINTENDÊNCIA DE DISTRIBUIÇÃO LESTE DA CEMIG NA AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Marcos Antônio de Arruda Lopes
CEMIG

RESUMO

O objetivo deste texto é descrever a experiência da Superintendência de Distribuição Leste da CEMIG com a automação das subestações do sistema elétrico de distribuição, apresentando os problemas verificados com a implantação de um sistema de supervisão e controle em um centro de operação e as soluções encontradas.

PALAVRAS-CHAVE: Automação, Subestações, Sistema SCADA, Centro de Operação, Unidades Terminais Remotas.

1.0 - A SUPERINTENDÊNCIA DE DISTRIBUIÇÃO LESTE DA CEMIG

A Superintendência de Distribuição Leste da CEMIG é responsável pela operação e manutenção do sistema elétrico da região leste do Estado de Minas Gerais na tensão de 127 V a 161 kV, atendendo 822.000 consumidores, através de 53 subestações (23 automatizadas), 2.671 km de linhas de transmissão e 57.000 km de redes de distribuição. A supervisão deste sistema elétrico é realizada a partir do Centro de Operação Regional de Distribuição Leste, vinculado ao Departamento de Engenharia de Distribuição Leste, localizado em Governador Valadares, através de sistemas computacionais como o SPIDER Microscada que vamos destacar neste trabalho.

O sistema elétrico de transmissão e distribuição possui característica radial, fato que exige das equipes de operação e manutenção uma agilidade ainda maior no restabelecimento das ocorrências neste sistema, que podem envolver a interrupção do fornecimento de energia elétrica para grupos de até 80.000 consumidores.

2.0 – SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE SPIDER MICROSCADA

O SPIDER MicroSCADA é um sistema de supervisão, controle e aquisição de dados programável e distribuído da ABB para microcomputadores, que pode ser utilizado para a supervisão remota e local no controle de processos industriais como o sistema elétrico de uma concessionária de energia elétrica.

O sistema é composto de um ou mais basesystems, communication systems (front end) e workstations. O basesystem compreende um console de operação (microcomputador rodando UNIX), equipamento de alarme, impressora, fita stream e demais periféricos. O front end conecta as unidades terminais remotas ao base system e o Workstation, é um console apenas de operação rodando UNIX, que não possui a aplicação Microscada instalada.

O software Microscada que roda nos basesystems é composto por um programa principal (Kernel), programas periféricos que são contruídos com a linguagem de programação dedicada SCIL (Supervisory Control implementation language), ferramentas de configuração e o software de aplicação.

R. S Inácio de Loyola, 56 V. Mariana , Gov. Valadares MG, 35012-120, (33) 3279-2439, marruda@cemig.com.br

O software de aplicação é composto de objetos de tempo real que comunicam entre si, com os usuários e com os equipamentos. Este objetos são:

- Pictures – Sinóticos e telas do sistema;
- Process objects - Representação dos dispositivos conectados ao processo.
- Scales – Algoritmos para transformação das informações analógicas do processo.
- Data objects – Objetos onde são armazenados os dados obtidos do processo ou calculados.
- Command Procedures – Programas em SCIL que podem ser executados automaticamente ou manualmente.
- Time Channels – Objetos para disparo automático por tempo de execução de programas ou armazenamento de dados.
- Event Channels - Objetos para disparo automático por evento de execução de programas ou armazenamento de dados.
- Event Objects – Atualização dos sinóticos a partir dos eventos.
- Variable objects – Lista de atributos e seus respectivos valores.
- System objects – Objetos de definição de dispositivos e propriedades de comunicação.
- Base System Object – Objetos que definem a configuração do basesystem.

A este conjunto de softwares instalados no basesystem criou-se a identificação de "Aplicação".

O sistema foi originalmente adquirido em 1995, recebendo uma ampliação em 1998 para atualização do hardware e elevação do número de portas disponíveis.

2.1 – Configuração do Sistema

2.1.1- Configuração do hardware do centro de operação

No front-end de comunicação são utilizadas duas máquinas Pentium 133 MHz MMX operando em modo Hot-Stand-by. Cada máquina possui associada 3 placas multiseriais Emulex DCP-386i, o que garante ao sistema a possibilidade de conexão com 24 canais.

Com o objetivo de compartilhar os canais de comunicação existentes, e conseqüentemente reduzir os custos, tem-se utilizado em algumas unidades terminais remotas o esquema de subremotas. Este arranjo pode elevar a capacidade do sistema para até 35 unidades terminais remotas conectadas.

No Base System utiliza-se três máquinas Pentium 166 Mhz MMX, também rodando em modo Hot-Stand-by. Todas as máquinas estão conectadas em uma rede de fibra ótica com protocolo TCP/IP.

2.1.2 - Configuração do hardware das unidades terminais remotas.

Têm-se utilizado equipamentos da ABB (RTU 200), Harris/GE, SISCO (MIC 1000) e Audiolab/Inepar (ADL 100), além de dispositivos simplificados como as remotas AVEL. As três primeiras unidades terminais remotas possuem capacidade de rodar programas locais, característica que tem sido amplamente utilizada para a adoção de automatismos locais.

2.1.3 – Configuração do software do centro de supervisão

O sistema operacional utilizado no Base System é o SCO UNIX WARE 2.1, rodando sobre o mesmo o SPIDER Microscada versão 8.2c da ABB.

2.1.4 – Meios de comunicação de dados

Na implantação do sistema, têm-se utilizado principalmente os meios já existentes como o Carrier OPLAT (Ondas Portadoras em Linhas de Alta Tensão). Quando da ausência de meios de comunicação dentro dos requisitos desejáveis, tem-se utilizado LPCD (Linhas Privativas de Comunicação de Dados) da concessionária local de serviços de telecomunicação. Recentemente, solução de comunicação de dados via satélite também tem sido utilizado. Esta última solução tem apresentado problemas, principalmente no que tange a velocidade de comunicação.

2.2 – Implantação do Sistema

A implantação do sistema foi feita de forma gradativa a partir de 1995, iniciando-se pelas subestações operadas de menor porte. Neste período as ampliações realizadas em subestações de maior porte, também foram complementadas com a automação.

Ao todo 8 estações operadas foram completamente desassistidas, o que significou a liberação de 40 profissionais para a execução de outras atividades. Nos locais polos foram mantidos técnicos que ficaram responsáveis pelo acompanhamento das estações, realizando atividades como inspeção preventiva e testes operativos, além da conservação geral da subestação. Em alguns casos estes profissionais também compõem as equipes de manutenção de subestações.

Durante a fase de implantação do sistema dois pontos importantes mereceram especial atenção:

1- Estabelecimento de critérios rigorosos com o processo de comissionamento das instalações.

2- Capacitação dos despachantes do centro de operação na execução das novas atividades.

2.2.1 – Comissionamento das instalações

A realização dos testes ponto a ponto (despachante do centro de operação comandando execução de comando que é efetivamente realizado no campo), embora mais demorada, garante a integridade e completo funcionamento do sistema. Com este método, podem ser testados em uma única etapa o programa rodando nos sinóticos, a configuração da base de dados, do front end, da unidade terminal remota, além dos circuitos elétricos de comando dos equipamentos instalados na subestação.

Todas as subestações telesupervisionadas pelo centro de operação foram comissionadas segundo esta orientação. Este procedimento também possibilita uma maior segurança por parte do despachante na teleoperação das instalações.

2.2.2 – Capacitação dos despachantes do centro de operação

A implantação de um sistema de automação de subestações em um centro de operação deve ser acompanhada de um programa intenso de treinamento e capacitação. No centro de operação Leste designa-se um despachante para o acompanhamento de todo o processo de comissionamento, procurando principalmente assegurar a padronização dos sinóticos e das identificações dos alarmes e eventos.

Este mesmo despachante fica responsável pela elaboração da instrução operativa específica da estação assim como, do treinamento para os demais profissionais da escala de revezamento.

Nesta atividade também são identificadas as restrições impostas pela automação (chaves não motorizadas, relés não substituídos), para as quais são também estabelecidos procedimentos como acionamento de equipes locais de operação.

3 – DESENVOLVIMENTOS PARA APOIO A AUTOMAÇÃO

Explorando a potencialidade do software SPIDER Microscada, aplicações locais estão sendo desenvolvidas, utilizando-se a linguagem de alto nível SCIL (Supervisory Control Implementation Language), visando principalmente facilitar a utilização do sistema e disponibilizar as informações coletadas pelo mesmo.

3.1 – Sistema de Aquisição de Grandezas Analógicas.

Desenvolvido pelo Centro de Operação Sul, este sistema possibilita a migração do banco de dados de grandezas analógicas do ambiente UNIX para o ambiente Windows NT de forma segura. Uma vez neste ambiente as informações podem ser disponibilizadas para toda a Empresa através da rede corporativa.

O Planejamento da Expansão e o Planejamento da Operação são áreas que já utilizam estas informações para acompanhamento do crescimento vegetativo da carga, cálculo do carregamento admissível de equipamentos e verificação da coordenação dos ajustes de proteção. Estas informações são armazenadas e constituem um importante banco de dados para a Empresa.

3.2 – Sistema de Aquisição de Eventos

As informações de eventos do sistema de supervisão e controle são disponibilizados via rede corporativa de forma segura, permitindo que os acontecimentos no sistema elétrico possam ser acompanhados por todos os envolvidos, não mais ficando restrito aos consoles de operação do Centro.

A equipe de análise pós-operacional pode em tempo real, verificar uma determinada ocorrência no sistema elétrico, simplesmente acessando um programa em Delphi que roda no servidor windows NT do centro de operação.

3.3 – Automatismos Locais

Maximizando a utilização das unidades terminais remotas e explorando o conceito de processamento distribuído, têm-se adotado a instalação de LAF´s (Local Automation Functions) para a execução de algumas rotinas na própria unidade terminal remota, quando todo os parâmetros para a tomada de decisão estão disponíveis neste equipamento. Tal procedimento também alivia consideravelmente o hardware e software do centro de operação.

3.3.1 – Religamento automático de equipamentos

Este automatismo busca basicamente eliminar a restrição hoje existente nos religadores com

comando hidráulico, quanto ao ajuste do tempo morto. Desativando este comando pode-se utilizar a própria unidade terminal remota para realizar os religamentos, após verificação das condições necessárias. Desta forma, ajustes diferenciados de tempo morto podem ser obtidos proporcionando maior eficiência na eliminação dos defeitos transitórios.

3.3.2- Restabelecimento automático de cargas desligadas pelo ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga)

Durante uma perturbação no sistema elétrico, um número elevado de alarmes e eventos são enviados para o centro de operação. Mesmo com a possibilidade de realização de filtros que priorizem os eventos mais importantes como atuações de proteções e abertura de equipamentos, torna-se difícil para o despachante do centro de operação analisar todas as informações do sistema de supervisão e controle, verificar as recomendações das instruções operativas e atuar rapidamente sobre o sistema, tudo isto num ambiente de contínua pressão pelo restabelecimento dos consumidores interrompidos.

Torna-se imprescindível então, que todas as ações, para as quais os parâmetros já estão na própria unidade terminal remota, sejam realizadas de forma automática. Partindo desta filosofia, adotou-se o restabelecimento automático de cargas desligadas pelo ERAC.

3.3.3 – Controle automático de tensão

Com o objetivo de reduzir o número de operações dos comutadores de tape sobre carga dos autotransformadores e reguladores de tensão e de possibilitar a regulação de tensão a partir da combinação dos parâmetros de tensão e corrente, foi desenvolvido pelo Departamento de Engenharia de Subestações o controle automático de tensão.

Com um algorítimo que abrange uma reta de carga para flexibilização da tensão de referência e uma tabela inversa para cálculo do tempo morto, este automatismo tem-se mostrado eficiente na realização do controle de tensão, contribuindo significativamente para a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores da Superintendência de Distribuição Leste.

Em todos os automatismos desenvolvidos e implantados, a configuração original do equipamento foi preservada. Desta forma a indisponibilidade da unidade terminal remota não compromete a segurança da subestação, bastando, neste caso, que todos os dispositivos originais (comando hidráulicos, relés de religamento) sejam colocados novamente em operação.

3.4 – Critérios de Acionamento

A transferência da responsabilidade da operação das estações para o centro de operação e conseqüente desassistência das mesmas, tornou imprescindível a manutenção de índices elevados de disponibilidade das unidades terminais remotas.

Com este objetivo e também visando criar critérios claros quanto a importância sistêmica da subestação além de assegurar a padronização por parte dos despachantes quanto ao relacionamento com as equipes de operação e manutenção, foram pactuados com estas equipes prazos a serem cumpridos para o acionamento e restabelecimento das unidades terminais remotas. Este procedimento tem garantido prazos de restabelecimento de unidades terminais remotas em torno de 12 horas, apesar da dispersão geográfica representada pela área de Concessão da Superintendência de Distribuição Leste, onde pode-se verificar distâncias superiores a 380 km entre os equipamentos e as equipes de manutenção.

4 – DESEMPENHO DO SISTEMA

O sistema Microscada instalado no Centro de Operação Leste tem apresentado desde a sua implantação um ótimo desempenho com destaque para o baixo índice de indisponibilidade.

A robustez do sistema também gera nos despachantes uma maior credibilidade no mesmo, característica indispensável para a função a que ele se destina.

Todos os defeitos verificados até o momento, estão muito mais ligados a imperícia ou curiosidade dos próprios despachantes, realizando intervenções indevidas, do que a performance do sistema.

Este desempenho também é assegurado pela ótima estabilidade do sistema operacional UNIX.

5 – ESTÁGIO ATUAL

Na fase atual de implantação do sistema de automação, procura-se através da identificação de ganhos marginais, justificar-se a implantação de modificações nas subestações que possibilitem um nível maior de intervenção nas mesmas remotamente, através principalmente da motorização de chaves seccionadoras em todos os

níveis de tensão. Em 2001 também terá início a automação de algumas subestações de pequeno porte através da implantação de projetos simplificados que primam principalmente pela telesupervisão geral do estado da subestação e possibilidade de comando efetivo para os religadores de saída da subestação (abertura / fechamento e bloqueio / desbloqueio da proteção de terra e religamento).

Como desafio para um futuro próximo e tendo como background o estágio atual dos desenvolvimentos em EMS / DMS (Energy Management System / Distribution Management System), pensa-se na integração com um sistema que possibilite a geração de um fluxo de carga em tempo real, utilizando-se as informações do sistema de supervisão e controle, e a implementação de novos automatismos como o monitoramento da qualidade de energia e carregamento em transformadores, manobras automáticas e restabelecimento do sistema elétrico em caso de black-out.

6 – BIBLIOGRAFIA

(1) ABB NETWORK CONTROL AND PROTECTION – SPIDER Microscada system configuration

(2) ABB NETWORK CONTROL AND PROTECTION – SPIDER Microscada Object Description

(3) ABB NETWORK PARTNER – RTU 200 Remote Terminal Unit

(4) Morais, A. M., CAETANO, C. B. Controle de Tensão em subestações telecontroladas.

(5) DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SUBESTAÇÕES. Descritivo dos automatismos para o sistema elétrico de distribuição.

(6) DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE DISTRIBUIÇÃO SUL. – SAGA Sistema de Aquisição de Grandezas Analógicas

(7) Jardine, José - Sistemas Digitais para automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

(8) Jardini, J. A. ; Magrini L. C. - Desenvolvimento de um sistema de automação de subestações pela integração de módulos de software e hardware existentes no mercado brasileiro. 2º Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos Brasileiros - Belo Horizonte. 1994.

(9) ALMEIDA / JÚNIOR / KLINGUELFUS / OLIVEIRA - Sistemas Digitais**.** Trabalho apresentado no XIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica promovido pela Cigré - Brasil. 1994.

GOP