

DIGITALIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DE UMA METODOLOGIA DE ARQUITETURA PARA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

M.J.G. Silva, F.M.P. Pamplona, R.C. Costa
Coordenadoria do Curso de Eletrotécnica – Grupo de Pesquisa de Eletrotécnica – CEFET-AL
Av. Barão de Atalaia, S/N Centro CEP 57.051-810 Maceió-AL
E-mail: magno@cefet-al.br, franklin@cefet-al.br, r.de.costa@uol.com.br

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para a especificação de telecontrole em subestações de energia elétrica a qual pode ser utilizada como instrumento de planejamento e execução de um projeto de telecontrole e automação de subestações. O trabalho faz uma revisão bibliográfica descrevendo o que é automação de uma subestação e como ela deve ser efetuada. São caracterizadas as etapas e ferramentas que devem fazer parte de um projeto de automação. O trabalho metodológico é dividido em duas partes: Planejamento da Metodologia e Especificação Técnica. O planejamento da metodologia descreve a sequência das etapas que devem ser seguidas para a execução do projeto. A especificação técnica contempla os requisitos necessários.

PALAVRAS-CHAVE: Digitalização de subestações; automação; telecontrole.

1. INTRODUÇÃO

A operação de uma subestação (SE) é intrinsecamente complexa, pelo elevado grau de incerteza e pelas inúmeras variáveis que manipula. As várias ações de supervisão e controle requerem a presença de um operador capaz de manipular vários tipos de dados e informações, respondendo às mais diversas solicitações de forma eficiente e efetiva em pequenos espaços de tempo. (RIBEIRO, 2001)

Quando se deseja automatizar uma subestação, na realidade, o que se deseja é ter condições de desassisti-la – efetuar o seu controle sem a presença de operadores – sem degradação da qualidade operativa, o que em uma subestação se caracteriza pela possibilidade de intervenção do operador quando da ocorrência de condições anormais de operação.

Assim, as funções automáticas de supervisão e controle local devem ser capazes de gerar ações artificiais preventivas e de controle, no mínimo com o mesmo valor agregado às operações humanas, melhorando a eficiência da operação e reduzindo os custos.

Os novos sistemas com tecnologia digital permitirão ampliar a abrangência da automação de subestações. Os motivos para estas mudanças têm sido os requerimentos para a automação de subestações.

As definições sobre automação, nesta área, variam dentro das empresas e dos fornecedores. Algumas considerações sobre a automação de subestações são feitas, relacionando um pouco mais o telecontrole. Outras consideram a integração de todas as subestações dentro deste contexto. As definições incluem não só estes dois, mas “incorpora a habilidade em fazer automação na subestação, tomar decisões inteligentes com o mínimo de intervenção do usuário” (PROUDFOOT, 1999).

Um dos primeiros automatismos especificados para uma subestação é o telecontrole, o qual permite ao operador operar a subestação através do computador ao invés de utilizar os painéis convencionais. A partir dos dados do telecontrole é possível criar funções automatizadas. A introdução de automatismo nesta área requer um amplo planejamento das fases, das necessidades de cada usuário e da forma de implementação, que é o objetivo desta especificação.

2. AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Os sistemas modernos de automação de subestações de energia elétrica são implementados com arquiteturas de sistemas abertos (JARDINI 1996), baseados em processamento distribuído, possibilitando um crescimento modular do sistema. A interface gráfica, os protocolos de comunicação e o gerenciamento das bases de dados devem idealmente seguir padrões de domínio público.

O gerenciamento eficiente da rede de nós independentes de um sistema é importante para a interoperabilidade do sistema, logo, as entidades internacionais têm procurado recomendar os protocolos de comunicação a serem utilizados em cada um dos níveis de comunicação.

Para implementar um processo de automação nas subestações é necessário atualizar o parque industrial já instalado. Para isso, as subestações estão substituindo uma série de instrumentos visando à digitalização dos seus componentes. Com esta etapa implementada já é possível a instalação do telecontrole, que possibilita operar a subestação a partir de um centro de controle. Para possibilitar o telecontrole é necessário um conjunto de medidas (monitorações) que permitem efetuar o controle e a operação da subestação.

Na fase seguinte ao telecontrole, as empresas podem pensar em automatizar os seus processos produtivos. Esta fase já está acontecendo em algumas, onde a automação é implementada em subestações de pequeno porte. Esta fase é importante, pois a partir destas experiências pode-se iniciar uma nova fase, estendendo a automação em todos os níveis.

2.1. Monitoração – O Caminho Para a Automação

O setor elétrico está se adaptando às novas tendências mundiais em termos de automação. Além da redução de custos e a melhoria no desempenho, as subestações procuram reduzir a quantidade de cabos na fiação, os custos com operadores e o aumento da robustez do sistema.

Para efetuar a automação de uma subestação é necessário coletar os dados dos equipamentos. Nos sistemas atuais que contemplam as subestações mais antigas os dados são coletados por relés e transdutores e enviados à Unidade Terminal Remota (UTR). Alguns destes dados são processados e enviados ao sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de

Dados – SCADA. Já os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) utilizados em subestações mais modernas levam os dados já processados diretamente ao sistema SCADA.

Para cada subestação é necessário efetuar um estudo para captar os dados a serem utilizados. A monitoração tem sido aplicada geralmente em partes específicas de equipamentos em subestações como uma forma de captura dos dados. A monitoração pode ser usada para muitas finalidades. A mais óbvia é para determinar a condição do equipamento. As coletas de dados (monitoração) a partir dos IEDs podem trazer diagnósticos sobre os equipamentos. A monitoração é a base para o diagnóstico. Sem o diagnóstico, os dados medidos seriam apenas dados.

A monitoração pode ser feita através de duas maneiras: Off-line que inclui uma forma manual de inspeções periódicas, requerendo muitas vezes, que o equipamento esteja desligado para coletar as informações. Ela é realizada junto ao equipamento, necessitando o deslocamento de empregados para a subestação. Outra maneira seria o envio do equipamento para o laboratório, onde seriam realizados os diagnósticos. A monitoração On-line ou contínua permite adquirir as informações enquanto o equipamento estiver operando. Pode incluir alterações de status e condições de alarmes, sendo mais prática e ágil. (BERGMAN, 1999). Um sistema de monitoração deve ser desenvolvido para que o equipamento possa operar por um longo período de tempo e com alta segurança, prolongando a sua vida útil.

2.2 Telecontrole

Dentro de um programa para tornar a subestação desassistida, verifica-se a necessidade de equipar as subestações com dispositivos de automação local, que realizam algumas das funções executadas pelos operadores, minimizando os desligamentos e fornecendo dados úteis para a manutenção (CARNEIRO, 1999).

A automação de subestações é obtida pela utilização criteriosa de módulos de hardware, software, transdutores e sensores, para conseguir a funcionalidade desejada. A integração desses equipamentos digitais é denominada de sistema SCADA. A principal função deste sistema é a monitoração e o controle dos equipamentos em vários níveis a qual é montada através do levantamento dos requisitos das funções a serem automatizadas, seguidas pela definição da arquitetura de hardware e software a ser utilizada.

2.3. Ferramentas Para Automação de Subestações

Os benefícios advindos com a automação de processos também são conhecidos nas empresas, fazendo com que algumas indústrias tenham um grau elevado de automatização dos seus processos. Os benefícios incluem aumento de produtividade, eficiência nos processos, redução de erros operacionais, melhoria nas condições de segurança, qualidade do produto, redução de custos e mão-de-obra.

2.3.1 Sistemas: A implantação de sistemas de controle de processos requer um sistema adequado para cada aplicação existente, visto que os requisitos de segurança, confiabilidade e rapidez diferentes para cada aplicação a ser instalada e estes requisitos são imprescindíveis para as empresas.

Existem duas categorias de sistemas para automação de processos utilizados entre outros fins, no controle de energia, telefone, gás, petróleo, água, mineração e segurança: (PEREIRA, 2000):

- Os sistemas SCADA – que atualmente são os preferidos na maioria das aplicações, baseados preferencialmente em Unix.
- Os Sistemas Digitais de Controle Distribuído, sendo um concorrente do primeiro, mais flexíveis e construídos também em Windows e Linux.

2.3.2 Inteligência Artificial: Com a crescente digitalização de subestações, as técnicas de inteligência artificial (IA) têm sido apontadas como uma alternativa adequada para a representação e solução dos problemas de operação e controle de sistemas elétricos, possibilitando a substituição da decisão/ação humana por uma ação automatizada com o mesmo nível de eficácia, otimizando os processos operativos de uma subestação (RIBEIRO, 2001).

A Inteligência Artificial é um ramo da Ciência da Computação dedicado ao estudo das técnicas que possibilitam a representação em máquinas de algum aspecto da cognição humana. IA é o estudo de como fazer com que a máquina possa realizar tarefas que hoje o homem faz melhor. A IA pesquisa a criação de sistemas inteligentes, possuindo duas abordagens: uma científica, voltada ao estudo da psicologia cognitiva, para compreender os processos envolvidos na inteligência, e outras tecnológicas, que lida com a representação destes processos através da máquina.

2.3.3 Software Padrão Para Processos: Atualmente, existem padrões em andamento no IEEE e o IEC 61850, que definem requerimentos de comunicação e especificam o tempo de entrega de mensagens entre os IEDs.502. Estes padrões especificam a estrutura de dados das informações de uma SE que são trocadas entre a proteção integrada, controle e aquisição de dados. (IEC) A disponibilidade de padrões pode ter impacto na performance, preço e outros aspectos.

Existem quatro tipos de padrões: 1) Propriedade fechada com fornecedor específico, 2) Aberto, publicado e não proprietário; 3) Aberto, publicado e proprietário, 4) De fato. Mesmo com a existência de padrões, as empresa devem tomar cuidado com produtos e fornecedores para saber se eles podem cumprir com os seus objetivos (WIEBE, 1999).

2.3.4 Linguagens de Programação para Processos: No passado, não existia um padrão internacional em que um fabricante pudesse se basear para definir sua linguagem de programação para PLC (Programmable Logic Controller). Cada fabricante usava uma, e elas não tinham nenhum compromisso com portabilidade e compatibilidade. Os sistemas eram totalmente proprietários, dificultando as atividades para o usuário. Esta prática começou a mudar com a entrada dos Controladores Programáveis que utilizavam um padrão (CARVALHO, 1999).

As empresas adotaram o padrão IEC (International Electrotechnical Commission) norma IEC-61131-3. Com isso, uma reposição de um PLC ou substituição por defasagem tecnológica ficou mais fácil e econômica. O treinamento de programadores foi reduzido e a construção de novos sistemas ganhou mais agilidade. A norma define cinco linguagens de programação: Function Block Diagram (FBD), Instruction List (IL), Ladder Diagram (LD), Sequential Function Chart (SFC) e Structured Text (ST).

3. METODOLOGIA PARA ESPECIFICAÇÃO DO TELECONTROLE

O trabalho metodológico é dividido em duas partes: Planejamento da Metodologia e Especificação Técnica.

3.1. Planejamento da Metodologia

O planejamento da metodologia descreve a sequência das etapas que devem ser seguidas para a execução do projeto como um todo. Consta das seguintes etapas:

1. As necessidades de cada empresa – divide as atividades de automação em etapas, estabelecendo uma forma gradativa para fazer automação. São sugeridas três etapas: (i) Nível inicial, que é uma etapa para acumular experiência sobre os produtos utilizados e analisar se os resultados são aqueles esperados. (ii) Nível intermediário, onde são implementados todos os projetos planejados de acordo com sua importância ou custo. (iii) Nível final, onde se inicia um processo mais avançado, implementando automatismos nas atividades dos operadores.
2. A escolha do sistema SCADA – estabelece as formas de compra ou de desenvolvimento do sistema, caracterizando as vantagens e desvantagens de cada uma. São sugeridas três: Primeira, escolhendo um fornecedor de software onde seria desenvolvida uma solução específica. Segunda, adotando uma solução disponível no mercado. Terceira, desenvolvendo um sistema com recursos próprios de análise e programação. Após escolher a forma deve-se especificar as necessidades do software SCADA, para isso, utilizar os seguintes itens da especificação técnica desta metodologia: Requisitos gerais, Software do sistema, Funções SCADA, Software aplicativo, Interface com o usuário, Documentação técnica, Plano de Treinamento, Garantia de qualidade, testes, serviços de manutenção e suporte, Gerenciamento do projeto.
3. A definição do software – caracteriza o ambiente operacional em que o sistema vai rodar: sistema operacional, banco de dados, software de rede e demais programas que compõem a infra-estrutura. Para especificar a definição do software, utilizar os seguintes itens da metodologia: Requisitos gerais, Software aplicativo, Documentação técnica, Plano de treinamento, Garantia de qualidade, testes, serviços de manutenção e suporte e Gerenciamento do projeto.
4. A seleção do hardware – estabelece a arquitetura dos computadores e das redes de comunicação. Para efetuar a seleção do hardware desejada, utilizar os itens da metodologia: Requisitos gerais, Requisitos de hardware, Documentação técnica, Garantia de qualidade, testes, serviços de manutenção e suporte, e Gerenciamento do projeto.
5. A especificação da Unidade Terminal Remota (UTR) – descreve as características que a UTR deve possuir. O item “requisitos para especificação da UTR” da metodologia pode ser utilizado para especificar as principais características. Embora os outros itens deste trabalho não mencionam características para as UTRs, a especificação

deve estar integrada com a arquitetura de hardware, software e telecomunicações a serem utilizados. Protocolos, formas de comunicação e tipos de cálculos inseridos na UTR devem ser contemplados no software selecionado.

6. Implantação do projeto piloto – relaciona os aspectos de treinamento e capacitação do pessoal envolvido no projeto e verifica se o sistema adquirido atende as necessidades.
7. O planejamento da implantação – descreve as atividades de engenharia a serem efetuadas nas subestações, constando de duas etapas: Projeto de Engenharia onde os engenheiros e técnicos necessitam consultar mapas, vistas e a configuração da subestação para buscar os pontos a serem controlados. Definem-se lógicas e cálculos de instalação, constantes de conversão, cálculos e lógicas realizadas e lógicas de intertravamento, entre outros. Para efetuar esta etapa, utilizar o item “memória descritiva”, desta metodologia. A etapa de Execução do Projeto de Engenharia executa fisicamente as alterações previstas para a subestação. Esta atividade é executada a partir dos resultados da memória descritiva.
8. Configuração do sistema SCADA – com base no resultado da memória descritiva definem-se os pontos (equipamentos) a serem controlados dentro da subestação, colocando-os em uma base de dados. São configurados os pontos de alarmes que serão utilizados quando o ponto estiver atuado, a seqüências de eventos e os tipos de cálculos necessários para externar os valores analógicos. Desenho das telas contento os unifilares da subestação, onde aparecerão todos os pontos supervisionados e controlados e demais funcionalidades do sistema. Nesta etapa, serão indicados os tipos de diálogos, mensagens e alarmes que compõem a interface homem máquina. Deve-se definir os tipos de comunicação, modem, placas e estabelecer para cada ponto, onde ele se localizará dentro da arquitetura do protocolo a ser utilizado.
9. Configuração da UTR – define o software e a base de dados para efetuar o controle e supervisão dos pontos analógicos e digitais da subestação. A base de dados da UTR corresponde aos mesmos pontos que foram configurados no sistema SCADA. Todas as alterações de estado de um equipamento devem ser sinalizadas e as medidas coletadas em intervalos de tempo definidos nesta configuração.
10. Comissionamento – durante o projeto que efetua inúmeras alterações dentro da subestação, podem ocorrer trocas de cabos, erros na configuração da UTR, erros na configuração da base de dados do sistema SCADA bem como na sua configuração. Os testes ponto-a-ponto visam assegurar a integridade da subestação.
11. Operação local da subestação – estabelece um tempo mínimo de operação da subestação antes de efetuar a transferência do controle para um centro de telecontrole regional.
12. Documentação – determina a documentação que deve ser elaborada e/ou alterada.
13. Treinamento – refere-se a capacitação dos operadores para operar a subestação através do computador.
14. Transferência da plataforma – implementação da infra-estrutura de comunicação para transferir o controle da subestação para um centro de telecontrole. É importante frisar que, mesmo um sistema de telecontrole, utilizando microcomputadores, sistemas de comunicação e UTRs redundantes, está sujeito à falhas. Nestes casos, ainda necessita-se de pessoas dentro da subestação para operá-la. Considerando a importância da energia elétrica estar sempre disponível, é conveniente dispor de alternativas que possam minimizar as falhas.

3.2. Especificação Técnica

A especificação técnica descreve as características do hardware e software necessárias para a implantação do projeto (CESP 2003), é um dos pontos relevantes deste trabalho. Nele são caracterizadas as funções que o sistema deverá possuir para realizar o telecontrole de uma subestação. Os requisitos foram elaborados com base nas especificações de (CESP 2004):

1. Requisitos gerais – relaciona aspectos importantes da arquitetura do sistema como: características sobre tempo de resposta, tecnologias, requisitos de portabilidade, modularidade, concepção de sistemas abertos e padronizados. Descreve as principais funções sobre normas e padrões internacionais a serem observados, funções de segurança como backup das informações, equipamentos redundantes (“failover” e “restart”), espelhamento de discos, “firewall” e requisitos de tolerância à falhas.
2. Requisitos de hardware – estabelece a configuração dos servidores, computadores e das redes. Define requisitos para a segurança e para a interface homem máquina, entre outros.

3. Software do sistema – determina características para o sistema operacional, banco de dados, utilitários, programas de monitoração, gerenciamento da rede em tempo real e ferramentas de desenvolvimento, entre outros.
4. Funções SCADA – caracteriza as principais funções que devem existir, entre elas a aquisição, processamento e monitoração dos dados.
5. Software aplicativo – define funções executadas em tempo real e em modo de estudo, monitoração e controle automático da geração bem como um simulador para treinamento de operadores.
6. Interface com o usuário – estabelece as formas de acesso dos usuários, o diálogo com os operadores, recursos para a verificação de tendências e geração de relatórios.
7. Documentação técnica – define as obrigações do fornecedor em termos de documentação, cópias e certificados do software. Critérios de instalação, serviços de informações e obrigações de empresas subcontratadas.
8. Plano de treinamento – relaciona os principais cursos a serem ministrados para as equipes.
9. Garantia de qualidade, testes, serviços de manutenção e suporte – especifica como os testes de determinados produtos devem ser executados e de acordo com que normas.
10. Gerenciamento do projeto – mostra como o projeto deve ser organizado e controlado.
11. Requisitos para especificação da UTR – define as características técnicas a serem avaliadas.
12. Memória descritiva – descreve os tipos de equipamentos existentes em uma subestação e que tipo de modificações devem ser introduzidas para que estes possam ser

4. CONCLUSÃO

O controle de energia além de ser um processo complexo, necessita de planejamento para fazer alterações, manutenções e/ou correções em uma subestação. O desligamento de um equipamento ou de uma linha de transmissão deve prever alternativas de substituição para que não venha faltar energia. Também as ações do operador para operar a subestação devem ser rápidas e precisas.

Neste sentido, a contribuição desta metodologia é que ela abrange um conjunto de itens não encontrados na literatura, especificando-se os conceitos desde a sua concepção até a transferência da operação da subestação (que era local) para um centro de controle regional. Os ganhos mais significativos, talvez sejam aqueles ligados à especificação técnica dos produtos de hardware, software e telecomunicação.

Este trabalho poderá orientar os projetos desta área, colaborando para a melhoria e a rapidez na implementação dos mesmos.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSSON, Leif, **Panorama Station Automation**, ABB Network Partner, International Management Training at ABB Network Partner AB, Sweden, 1988.

BERGMAN, W J. **Equipment monitoring selection as a part of substation automation**, circuit breaker monitoring, IEEE Switchgear Meeting, Pittsburgh, 1999.

CARNEIRO, Eduardo Moreira et al. **Implantação de automatismo e monitoramento de transformadores em se desassistidas**. In: Seminário nacional de produção e transmissão de energia, Foz do Iguaçu: 1999.

CARVALHO, André Oliveira Cesar de; FRANCO, Lúcia R. H. R., **O avanço da padronização das linguagens de programação no controle industrial**. InTech Brasil, out. 1999.

CEPEL, “**WORKSTATEMENT**” relativo à proposta CEPEL-DPP/SUP-057/99. Rio de Janeiro, 1999.

CESP, **Especificação técnica do SCC**, São Paulo, 2003.

_____, **Relatório Interno 2003**. São Paulo, 2004.

IEC 61850 1. **Communications Networks And Systems In Substation**.

JARDINI, José Antonio. **Sistemas digitais para automação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. São Paulo, 1996.

KEMA CONSULTING, Kema-ECC & Macro Corporation, **EMS Architectures**, Fairfax, Virginia, 2000.

LINDSTRÖM, Rolf, **Major Ongoing Projects**, Manager Engineering Department, ABB Network Partner, International Management Training at ABB Network Partner AB, Sweden, 1988.

PROUDFOOT, Douglas; TAYLOR, Dave. **How to turn a substation into a database server**. IEEE Computer Application in Power, April 1999.

RIBEIRO, Guilherme Moutinho e Germano Lambert torres, **Sistema especialista para automação de manobras em subestações**. CEMIG / EFEI, 2001

WIEBE, Michael. **A guide to utility automation: AMR, SCADA & IT Systems for Electric Power**. Oklahoma, 1999.