

PROJETO DE RETROFIT E AUTOMATIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO PRINCIPAL DA FORMITEX CANDEIAS

Agapito Soares do Sacramento Junior¹, Oberdan Rocha Pinheiro.

¹ Aluno Faculdade SENAI CIMATEC, e-mail: agapitosacramento@yahoo.com.br

² Prof. Orientador Faculdade SENAI CIMATEC, e-mail: oberdan.pinheiro@fieb.org.br

RETROFIT E AUTOMATIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO PRINCIPAL DA FORMITEX CANDEIAS

Resumo: Este trabalho discorre proposta de automação para a subestação principal da Formitex Candeias. Sendo que o projeto a substituição do disjuntor de proteção, substituição do sistema de monitoramento e proteção do disjuntor por um Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED), onde será montado um sistema de supervisão e registro histórico de dados que integrara todos os IEDs, utilizando os protocolos IEC 60870-5-101/104 e DNP3. Tem como objetivo deste trabalho a apresentação de algumas das principais tecnologias aplicadas atualmente em sistemas de automação e proteção dos sistemas elétricos de potência, contribuindo para a formação dos profissionais do setor.

Palavras-Chaves: DNP3; IEC 104; IED; Sistema SCADA; Subestação.

RETROFIT AND AUTOMATION DESIGN FOR MAN SUBSTATION OF FORMITEX BAHIA

Abstract: This work addresses the automation proposal for the main substation of Formitex Candeias. Since the project will cover the replacement of the protection circuit breaker, replacement of the monitoring and protection system of the circuit breaker by an Intelligent Electronic Device (IED), where a system of supervision and historical record of data will be assembled that integrates all the IEDs, using the protocols IEC 60870-5-101 / 104 and DNP3. The objective of this work is the presentation of some of the main technologies currently applied in automation and protection systems of power electrical systems, contributing to the training of professionals in the sector.

Keywords: DNP3; IEC 104; IED; SCADA system; Substation.

1. INTRODUÇÃO

Buscando melhorar a qualidade e segurança no sistema elétrico de potência em todas as fases geração, transmissão e distribuição às empresas de energia elétrica têm realizado grandes investimentos na modernização e automatização de todo sistema elétrico.

Essa modernização é decorrente da estruturação e implementação de diversos componentes como IEDs, protocolos de redes desenvolvidos especificamente para o setor elétrico, dos sistemas de supervisão, historiamento de dados e dos diversos tipos de arquiteturas de comunicação. Tecnologias foram associadas ao SEP para permitir a supervisão, controle e monitoramento de toda operação à distância e em tempo real além do armazenamento dos pontos de medições que forem relevantes [8] - elementos básicos na composição do cenário da automatização que vem se fazendo cada vez mais presente no sistema elétrico [7].

Avaliando este novo cenário, inicia-se o questionamento quais as modificações serão necessárias fazer para que as subestações construídas a mais de três décadas se modernizem a fim de possuírem sistemas de comunicação, dispositivos de proteção e supervisão modernos.

È indubitável que a automatização de subestações “antigas”, traz inúmeros benefícios a curto e longo prazo, alguns desses benefícios são: identificação mais rápida da proteção que ocorreu permitindo o restabelecimento do sistema de forma mais rápida, melhores performances nas manutenções corretiva, preventiva e preditiva, pois a utilização dos parâmetros históricos das variáveis é possível traçar curvas de desempenho nos equipamentos, bem como avaliar quais proteções mais ocorrem e baseados nesses dados realizar ajuste buscando mitigar essas ocorrências, redução do número de acidentes com os profissionais do setor elétrico a automação permite que grande parte das manobras seja realizada através do sistema de supervisão diminuindo a necessidade de contato direto do profissional com o sistema energizado, redução dos custos com mão de obra e deslocamento até os equipamentos que poderão ser realizadas manobras e medições remotamente muitas vezes a centenas de quilômetros do equipamento, esses são alguns dos diversos benefícios da modernização dos sistemas.

Este artigo apresenta um projeto de retrofit e automatização voltada para a subestação principal da Formitex Bahia que permitirá a modernização e segurança adequada para os profissionais do setor elétrico que trabalham na fabrica, esta modernização também trará maior segurança para as plantas em execução da unidade e a nova planta que esta sendo construída.

2. METODOLOGIA

O desenvolvimento deste artigo foi realizado estudos teóricos, bibliográficos em artigos, manuais de fabricantes de software e hardware, pesquisas junto a setores governamentais e estudos da iniciativa privada de literatura específica. Conhecimentos adquiridos durante todo o processo acadêmico do curso de Pós Graduação em todas suas disciplinas como Automação de SEP I e II, Proteção de Sistemas Elétricos, Proteção de Sistemas Elétricos Digitais, Informática aplicada a SEP e etc.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 SCADA

O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), é um sistema que permite através de softwares específicos o monitoramento e controle de dispositivos e variáveis aquisitivos de sistemas de controle. Os sistemas SCADA são geralmente operados em conjunto com aplicativos HMI e sistemas de relatório em nível de produção. Os sistemas SCADA devem ser compatíveis com todas as normas e padrões comuns, como OPC UA, diversos protocolos IEC ou modbus, e também com sistemas proprietários e vários tipos de hardware [5].

Há inúmeras topologias que o sistema de supervisão SCADA pode assumir. Ele pode assumir uma topologia do tipo cliente/servidor, ou múltiplos servidores/clientes [6]. O sistema de supervisão SCADA é um elemento que age como solução no topo da hierarquia da arquitetura de automação, ou seja, é um elemento que age no sentido de ser uma interface gráfica para o usuário, traduzindo toda a informação sobre a planta [6]. A automação SCADA é simplesmente um meio para se atingir um fim, e não o próprio fim [9]. Neste projeto, o SCADA foi utilizado como elemento principal para monitoramento das variáveis presentes na subestação principal da Formitex.

3.2 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

A seguir iremos clarificar os protocolos de comunicação utilizados no projeto para realização da automatização de troca de dados entre os IEDs e o sistema de supervisão.

3.2.1 IEC 60870-5-101/104

Protocolo desenvolvido pela IEC (*International Electrotechnical Commission*) o IEC-60870-5 é um conjunto de normas e protocolos desenvolvido especificamente para o setor de energia elétrica. A arquitetura foi desenhada para ser utilizado por todas as áreas dentro das companhias do setor elétrico, incluindo a distribuição, transmissão, centro de controles, e sistemas de informação corporativos [10]. Utilizaremos este protocolo para comunicação entre os IEDs e sistema SCADA, planta, o IEC 60870-5 possui diversas subdivisões sendo as principais: 101 (Tarefas básicas de telecontrole), 102 (Pouco utilizado – Totalizadores e Integradores), 103 (Interface com equipamentos de Proteção), 104 (101 sobre TCP/IP).

O IEC 101 utiliza três camadas do modelo OSI (física, enlace, aplicação), assim como o DNP3 também possui suporte a eventos e envio espontâneo de mensagens, podendo operar em modo balanceado e não balanceado. Protocolo serial baseado nas normas RS 485 e RS 232. Com modificações na estrutura das camadas do 101, tendo como objetivo a utilização da interface TCP/IP, assim surgindo o protocolo IEC 60870-104 que permitiu a comunicação em redes (LAN e WAN). Este padrão é baseado no uso de ethernet com TCP/IP o que hoje é o mais difundido internacionalmente no setor redes de transmissão de dados [11].

3.2.2 DNP3

O protocolo de comunicação DNP3 (*Distributed Network Protocol*) foi desenvolvido para obtenção da integração/operação entre duas ou mais subestações do setor de energia elétrica, sendo hoje utilizado nas mais diversas aplicações (Tratamento de água e esgoto, Óleo e gás, petroquímicas, dentre outras). O DNP3 é um protocolo mestre/escravo, que possui funções para sincronização de tempo, e possibilidade de configuração de envios de eventos de exceção ao mestre através de mensagens não solicitadas (*Unsolicited Messages*), sendo o envio de eventos determinado por níveis de prioridades, assim os eventos são classificados em tipos de classes que variam de eventos de Classe 0 até eventos de Classe 3. Na rede DNP3 cada equipamento recebe um endereço de identificação e este pode variar de 0 a 65519. Ele opera praticamente sobre todos os meios físicos e suporta comandos do tipo *check before operate* (seleciona/verifica/opera)[5]. (Protocolo desenvolvido utilizando o modelo EPA (Enhanced Performance Architecture) que utiliza três camadas do modelo OSI (Open System Interconnection) das sete disponíveis que são: enlace, aplicação e transporte). A sua camada de enlace possui dentre diversas funções a possibilidade de detecção de erros através de CRC-16 (*Cyclic Redundancy Check*), sendo verificados a cada 16 octetos.

3.3 RELE DIGITAL

Os primeiros relés desenvolvidos foram os de sobrecorrente, porém com o aumento da complexidade dos sistemas elétricos e com o desenvolvimento da tecnologia, novos dispositivos de proteção foram criados para atender às necessidades dos engenheiros de proteção [1]. Relés de proteção digitais são gerenciados por microprocessadores desenvolvidos especificamente para este fim. Nestes relés, os sinais de entrada das grandezas elétricas e os parâmetros de ajustes são controlados por um software que processa a lógica de proteção através de um algoritmo [3]. De acordo [2] os relés são os responsáveis por conduzir a proteção do SEP uma vez que estão destinados a detectar, localizar e alarmar eventuais falhas, além de isolar trechos do sistema na ocorrência de uma anormalidade. Os relés de proteção digitais possuem diversas vantagens e segundo [4] algumas das principais vantagens são:

- Melhora na confiabilidade global do sistema de proteção: os relés digitais possuem um maior número de componentes, entretanto, possuem recursos de auto teste altamente desenvolvidos;
- Recursos de comunicação: os relés digitais podem fornecer informações em tempo real sobre seu status, sobre o status das funções de proteção, registro de eventos, ajustes, etc.;
- Facilidade de integração com novas tecnologias: integração com o sistema de supervisão e controle da subestação utilizando os mais diversos protocolos de comunicação, bem como integração com outros equipamentos (TC's e TP's ópticos, fibras ópticas para transmissão de sinais, etc.);

Por ser um equipamento fundamental para proteção do sistema elétrico e que possibilita aquisição de diversas variáveis do sistema elétrico, será proposto a substituição do sistema de proteção eletromecânico por IEDs.

3.4 A SUBESTAÇÃO PRINCIPAL

Projetada para interliga o sistema da então planta Union Carbide que estava sendo construída na cidade de Candeias/Bahia em meados da década de 1970 e o sistema elétrico da concessionária.

A subestação principal foi dimensionada para receber tensão de 69kV e abaixa-la para 4,16kV, sendo distribuídas das outras seis subestações secundárias instalada na planta. Possuindo transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) de medição para cobrança da tarifa pela concessionária possui disjuntor a óleo e duas chaves seccionadores instaladas nas extremidades do disjuntor. Dentro da casa de comando da subestação estão os reles eletromecânicos que detectam e protegem o sistema para anomalias no sistema elétrico de alimentação ou de saída da subestação. Possui disjuntor independente para alimentação de cada subestação secundária da planta.

Com a venda da planta para o Grupo Formitex, o projeto da subestação principal passou por mudanças, para adequação ao padrão atual das subestações sendo o principal fato a instalação de mais BAY onde foi instalado um transformador abaixador este configurado para receber tensão de entrada de 69kV e tensão de saída 13,8kV, que ira alimentar as cargas projetadas para a nova planta que esta sendo instalada na fabrica, onde no secundário deste Trafo foi instalado um disjuntor com acionamento por IED, o SEL-751A da fabricante SEL (*SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES*), o primeiro IED da subestação principal.

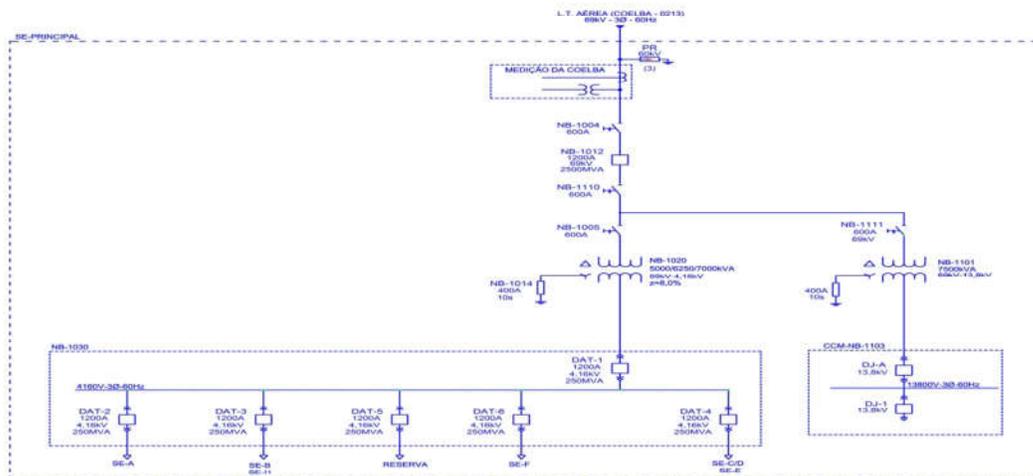


Diagrama unifilar da SE principal. Fonte: Formitex Bahia

3.5 SISTEMA DE PROTEÇÃO PROPOSTO

Será realizada cotação com os fabricantes mais conhecidos do mercado para substituição do disjuntor de proteção presente na entrada da subestação principal, e a instalação de relé digital (IED) para proteção do sistema elétrico da planta,

buscando melhor condição técnica e econômica para esta modernização. De acordo com os dados do diagrama unifilar do projeto da SE, este relé deverá ser parametrizado para abrir o disjuntor mediante a atuação dos seguintes elementos de proteção: 50/51(Sobrecorrente Instantânea e temporizada), 51N(Sobrecorrente de Neutro), 24(Sobretensão na bobina de trip), 27(Subtensão), 59(Sobretensão) [12], O IED também possui botões frontais que podem ser utilizados para atuação de funções específicas, comandos de abertura e fechamento do disjuntor, possuindo também display para apresentação de falhas e medições.

Será realizado estudo para avaliação da intervenção a ser realizada nos disjuntores instalados em cada circuito de saída da subestação, este estudo avaliará as seguintes opções: 1 - Necessidade de substituição dos disjuntores presentes em cada circuito de alimentação para utilização de IED, 2 - Adequação dos disjuntores para permitir a realização de comandados pelos IEDs. A proteção a serem configuradas nesses novos IEDs será basicamente os mesmos parâmetros presentes no disjuntor principal, sendo levadas em consideração as características de cada consumidor (Subestações secundárias) para ajustes dos valores de proteção. Será configurado o sistema de seletividade nesses disjuntores.



Painel de disjuntor na subestação principal Formitex Bahia. Fonte: Formitex Bahia

3.3 AUTOMAÇÃO PROPOSTA

Para a automação será utilizado os IEDs escolhidos na proposta de retrofit da SE, esta mesma proposta contemplará a instalação de switch gerenciável, um processador de automação RTAC (Real-Time Automation Controller) que será aplicado como um conversor de protocolos e sistema de supervisão.

O RTAC irá coletar dados dos disjuntores e outros sistemas de automação e enviar essas informações para o sistema de supervisão. A aquisição desses dados será via protocolo DNP3 (onde o relé será o dispositivo escravo e o RTC o mestre), e o envio dos dados ao sistema de supervisão será através do protocolo IEC 60870-5-101/104 (onde o RTAC será o escravo e o supervisor o mestre)

Para o sistema SCADA da subestação será realizada cotação com os principais fornecedores de sistema de supervisão para o setor elétrico, este sistema deverá possuir elementos previamente desenvolvidos pelo fornecedor para melhor construção do sistema de supervisão. As telas terão uma visão geral da subestação, o status dos equipamentos (disjuntores e transformadores), indicação em tempo real das indicações, lista de alarmes e eventos. As telas de supervisão irão possuir recursos que possibilitam alternar o modo de comando do relé, permitindo o mesmo ser operado em modo remoto através do sistema de supervisão ou em modo local, através dos botões que constam no próprio IED. A proteção configurada no IED permanece ativa em ambos os modos remoto ou local.

4. CONCLUSÃO

A construção do referido trabalho visa o projeto de retrofit e automatização da subestação principal da Formitex Bahia, a ser concretizado após projeto de detalhamento, compra e instalação dos equipamentos para SE. O trabalho apresentou informações que serão utilizadas na instalação da estrutura para automação da SE.

Este projeto propiciará aos trabalhadores do setor elétrico da Formitex Bahia uma supervisão da SE de forma mais ágil possibilitando a elucidação de possíveis falhas, melhor entendimento e diagnóstico do sistema de proteção.

Como pontos de melhorias futuras sugere-se estudos e automatização das demais subestações presente na fábrica e criação de centro de controle para acesso único as subestações, possibilitando assim monitoramento remoto das informações em tempo real e dados historiados evitando deslocamento de mais de 1 km para as instalações da SE principal, a realização de manobras remotamente, implantação de sistema de proteção e segurança cibernética, inclusão de outros equipamentos como retificadores e geradores de emergência nos sistemas de supervisão e controle e substituição dos disjuntores de proteção e seccionamento.

5. REFERÊNCIAS

¹ Marcos A. Dias de Almeida, **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**, UFRN, Natal, Fevereiro de 2000.

² MIRANDA, Juliano Coêlho, **IEC-61850: interoperabilidade e intercambialidade entre equipamentos de supervisão, controle e proteção**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

³ Silva, Márcio Gabriel Melo, **Avaliação de desempenho de Relés de proteção digitais** — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

⁴ Junior, Giovanni Manassero, **Proteção e Automação de Sistemas Elétricos de Potência I** — Depto. de Engenharia de Energia e Automação Elétricas Escola Politécnica da USP, 2017.

⁵ Copadata, **Sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA) - Aplicação — Copadata**. Disponível em: <<https://www.copadata.com/pt/solucoes-hmi-scada/sistemas-de-supervisao-e-aquisicao-de-dados-scada>>. Acesso em 23 Outubro 2018.

⁶ HI Tecnologia, **Sistema de supervisão scada — HI Tecnologia**. Disponível em: <<https://www.hitecnologia.com.br/automacao-industrial/sistema-supervisao-scada>>. Acesso em 23 Outubro 2018.

⁷ CHEMIN NETTO, Ulisses. **Aplicações de controle e supervisão distribuídas em subestações de energia elétrica através do uso de relés digitais de proteção**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

⁸ SEL. **Automação de Subestações – Cap. IX – Exemplos de automação em sistemas de supervisão e controle de subestações e redes de distribuição**. 2010. O Setor Elétrico. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/10/ed56_fasc_automacao_capIX.pdf. Acesso em: 20 de outubro de 2018.

⁹ Wonderware, **O que é SCADA** Disponível em: <<https://www.wonderware.com/pt-br/hmi-scada/what-is-scada/>>. Acesso em 23 Outubro 2018.

¹⁰ Junior, Osvaldo Rein, **Proposta de arquitetura de um sistema computacional de gerenciamento de subestações de distribuição aderente às recomendações do IEC para Smart Grid** — Escola Politécnica da USP, 2017.

¹¹ Fey, Estefano **Subestações integradas – Como obter benefícios do protocolo IEC61850 hoje** —, SNPTEE Seminário Nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Uberlândia – Minas Gerais, 2003.

¹² DE-0000-E-001, **Diagrama unifilar da subestação principal** —, Diagrama , Formitex Bahia – Candeias Bahia, 2012.