

SISTEMA AUXILIAR PARA MONITORAMENTO SEGURO DE SUBESTAÇÕES TELEASSISTIDAS

BRUNO G. GERUDE, NEWTON T.D.N. JUNIOR

*Divisão de Transmissão de São Luís I, Eletrobras Eletronorte
Av. dos Jequitibás, CEP 65043-380, São Luís, MA, Maranhão*

E-mails: bruno.gerude@eletronorte.gov.br, newton.junior@eletronorte.gov.br

GILSON M.V. MACHADO, HELTON N. ALVES

*Departamento de Eletroeletrônica, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Maranhão
Monte Castelo, CEP 65030-000, São Luís, MA, Maranhão*

E-mails: gilson.machado@acad.ifma.edu.br, helton@ifma.edu.br

Abstract— The operation in substations is going through process automation, which directly affects the presence of operators in them. The automation of processes aims at reducing costs and improving the efficiency of operations. However, this process requires more agility of Operation Centers in supervision through the Human Machine Interface, since the withdrawal of plant operators rule out the need for routine inspections. This automatic monitoring generates a very large number of alarms from substations, and this amount increases the chances that some adverse pass occurring unnoticed by man, in other words, the probability of human error is higher on the huge amount of information that can be irrelevant, but at the same time can be extremely important. This work aims to show a tool to assist all staff of the company, since the maintainers to managers, supervision and contact with the new scenario of teleassistance substations.

Keywords— Substation, operation, teleassistance, alarms, decentralization.

Resumo— A operação nas subestações vem passando por processos de automação, o que afeta diretamente a presença de operadores nas mesmas. A automatização dos processos almeja a redução de custos e melhoria da eficiência das operações. Porém esse processo exige mais agilidade dos Centros de Operação na supervisão através da Interface Homem-Máquina, dado que a retirada de operadores das instalações descarta a necessidade de inspeções rotineiras. Esse acompanhamento automático gera um número muito grande de alarmes das subestações, e essa quantidade aumenta as chances de que alguma ocorrência adversa passe despercebida pelo homem, em outras palavras, a probabilidade de uma falha humana é maior diante da enorme quantidade de informações que podem ser irrelevantes, mas ao mesmo tempo podem ser de extrema importância. Este trabalho objetiva mostrar uma ferramenta para auxiliar todo o corpo técnico da empresa, desde os mantenedores até os gestores, na supervisão e convívio com o novo cenário de teleassistência das subestações.

Palavras-chave— Subestação, operação, teleassistência, alarmes, descentralização.

1 Introdução

O processo de operação das instalações do setor elétrico nacional vem passando por inúmeras mudanças, principalmente no que se diz respeito à presença de operadores locais nas subestações. É fato que a teleassistência tem sido a principal alternativa para otimizar a mão-de-obra, reduzindo custos e tornando o processo de operar e manter mais eficiente. Isto, logicamente, só tem sido possível devido à modernização dos Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão os quais possibilitam a operação remota a partir de Centros de Operação (Almeida Soares, 2008).

A recente lei 12.783/2013, a qual tratou das renovações das concessões das instalações de geração e transmissão de energia elétrica, fomentou ainda mais esta discussão devido ao impacto financeiro que diversas empresas do setor, na qual a Eletrobras Eletronorte faz parte, sofreu. Somente no segmento de Transmissão, a Eletrobras Eletronorte perdeu em torno de 70% de sua Receita Anual Permitida.

Entretanto, se por um lado, a teleassistência das instalações tem se mostrado uma decisão gerencial importante na melhoria dos processos, por outro, o corpo técnico tem encontrado dificuldades em virtude desta mudança. A ausência de operadores nas instalações eliminou as inspeções diárias de rotina e tem exigido das equipes dos Centros de Operação cada vez mais agilidade, atenção, conhecimento das Instruções de Operação e, claro, mais responsabilidade na supervisão por meio das Interfaces Homem-Máquina – IHMs.

Toda esta concentração de alarmes de todas as subestações nos Centros de Operação aumentou a probabilidade de falhas humanas, no que diz respeito à identificação, interpretação e notificação adequada por parte dos operadores à equipe de manutenção. Rotinas, procedimentos e melhorias no sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) têm sido realizadas para evitar que alarmes importantes não passem despercebidos pelos operadores, mas, paralelamente, fez-se necessário estabelecer um novo modelo de supervisão, menos centralizada e com participação de mais pessoas (Figura 1).

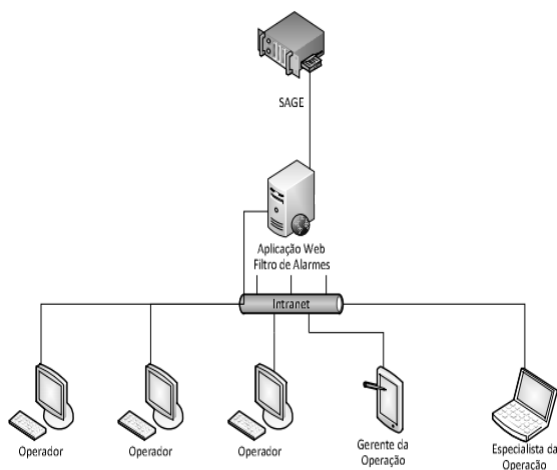


Figura 1. Descentralização da Supervisão

2 Objetivos

O objetivo principal do presente trabalho é de desenvolver uma ferramenta com a finalidade de auxiliar o corpo técnico das subestações elétricas na efficientização dos processos, dado que os operadores têm encontrado dificuldades no acompanhamento da grande quantidade de alarmes devido a teleassistência das instalações.

A metodologia desenvolvida foi baseada nas rotinas e procedimentos do sistema SCADA e implementada sob visão de descentralização na forma de um programa computacional que identifica, interpreta e notifica em tempo real mais pessoas além dos técnicos específicos. Essa inclusão de mais pessoas no acompanhamento visa reduzir a probabilidade de falhas humanas e evita que alarmes de alta prioridade passem despercebidos.

3 SPCS Digitalizado

O Sistema de Proteção, Controle e Supervisão - SPCS digitalizado da Subestação de São Luís I -SELI é composto por diversos equipamentos específicos: relés digitais, unidades de controle, switches, transceivers, computadores etc. A grande característica e vantagem deste tipo de sistema é a praticidade proporcionada à instalação, uma vez que toda a supervisão e controle pode ser acompanhada e realizada pelos microcomputadores (IHMs – Interfaces Homem-Máquina) através de um programa específico, no caso da subestação de São Luís I, o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia). No aspecto da manutenção, esses sistemas fazem detecções imediatas das falhas, em razão dos programas de auto teste, e proporcionam aumento da vida média dos equipamentos em função de uma monitoração mais completa e efetiva (Pereira, 2005).

A comunicação entre o programa SAGE e o equipamento no pátio, é realizada através das UCDs – Unidades de Controle, que gerenciam e processam todas as informações que vêm dos circuitos de comando e controle dos equipamentos do pátio, transmite (ou não, dependendo da informação) ao SAGE para visualização no computador pelo operador. Praticamente todos os comandos e informações disponíveis no SAGE podem ser realizadas nas UCDs e vice-versa, caracterizando a duplicidade para operação.

4 SAGE SCADA

O sistema supervisor SAGE, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, é a interface entre o operador e o sistema digital. Através do SAGE tem-se uma visão geral do sistema, atuação de proteção, supervisão dos equipamentos e da comunicação entre os equipamentos do sistema digital (Gerude, 2008).

O sistema supervisor é iniciado toda vez que o microcomputador é ligado e após o carregamento do *Linux RedHat*, não sendo necessária nenhuma intervenção do usuário.

O sistema SAGE é baseado em uma arquitetura distribuída e redundante. Vários computadores podem ser conectados através de uma rede local, garantindo a expansibilidade dos recursos computacionais (Barreto, 2013). A configuração física da rede é transparente, permitindo a utilização de diversas tecnologias de rede, como Ethernet, FDDI/CDDI, ATM, etc.

O Subsistema de Comunicação implementa as funções de aquisição, tratamento e distribuição de dados do sistema elétrico (SCADA), além de prover suporte a múltiplos protocolos de aquisição e distribuição. O Subsistema de Interface Gráfica controla a interação do operador com o sistema computacional, suportando todos os recursos “fullgraphics” de última geração, como zoom, panning, descongestionamento, menus e múltiplas janelas.

As principais características do SAGE são:

- Registro e monitoramento remoto de instalações
- Manutenção da segurança operativa de redes por meio do uso de instrumentos inovadores
- Permite comunicabilidade de informações entre redes elétricas
- Recursos sofisticados para treinamento e qualificação de operadores
- Integração com sistemas gerenciais e corporativos

Neste trabalho nos atemos ao visor de alarmes que é a problemática em questão devido a sua quantidade exorbitante de ocorrências em algumas situações, como pode ser visto na sequência simplificada de eventos apresentado diariamente pelo SAGE na Tabela 1.

Tabela 1. Exemplo simplificado de eventos SAGE

Equipamento	Descrição	Tipo
LITF6-02	Defeito crítico (IRF) UCD1-4EX	Alarme
LIBR4-01	Falha GOOSE UCD-HXIX	Alarme
LDLI-LT6-01	Linha sem tensão	Atuado
LITF6-01	Defeito crítico (IRF) UCD-14FX	Alarme
LIBR4-01	Falha GOOSE UCD-HXIX	Normal
LITF6-02	Defeito crítico (IRF) UCD1-4EX	Normal
LITF6-01	Falha de Co-mum.UCD1-4FX	Alarme
LDLI-LT6-01	Linha sem tensão	Desatuado
LITF6-01	Falha de Co-mum.UCD1-4FX	Normal

Como pode ser visto, a supervisão visual pelo corpo técnico da operação pode deixar passar sem perceber algum alarme de extrema importância devido à quantidade de informações apresentada pelo sistema rotineiramente. O processo é subjetivo, assim é difícil desenvolver critério de inspeção preciso e as observações dependem muito da experiência e até mesmo do estado de espírito do operador (Moubray, 1997). Com isso faz-se necessário o acompanhamento da situação por mais pessoas capacitadas, desde os mantenedores até os gestores. Dado que a elevada quantidade de informação aliada à acentuada redução de recursos humanos, aumentou significativamente a relação de alarmes por operador (Mota, 2014). Para solucionar esse problema, vários trabalhos vêm sendo desenvolvidos. Um deles foi utilizado com referência para comparação de resultados. Trata-se de um sistema híbrido composto de uma Rede Neural e um Sistema de Interferência Fuzzy (Da Silva Lira e De Carvalho Jr., 1999).

5 Monitor de Eventos

Foi elaborado um programa computacional, denominado Monitor de Eventos Operacionais, o qual possibilita o envio de e-mails automáticos de alerta com os registros provenientes do sistema SCADA SAGE.

O usuário pode filtrar a regional e a funcionalidade a ser acompanhada, como pode ser visto na interface do monitor (Figura 2) e em seguida selecionar dentre todos os pontos digitais da base de dados, aqueles que, se alarmarem, serão enviados para o seu e-mail como forma de notificação. Da mesma forma, o sistema realiza o monitoramento das grandezas analógicas que, se ultrapassado o valor limite, gera uma notificação.



Figura 2. Interface do Monitor

Situações como sobrecarga em transformadores, operação com diferença de taps em transformadores paralelos, alterações de medições de tensão em transformadores de potencial capacitivos, aumento das perdas elétricas em transformadores, discordância de polos, atuação da proteção do transformador de aterramento, baixa pressão do óleo, entre outras, são reconhecidas pelo sistema, através de lógicas e critérios desenvolvidos pela equipe técnica da Regional de Transmissão do Maranhão. Para evitar notificações excessivas, quando da presença de alarmes intermitentes, foi estabelecida uma lógica de bloqueio de envio de mensagens.

Além do acompanhamento e notificação em tempo real, o sistema possibilita a quantificação de eventos em períodos determinados nos filtros, que são disponibilizados na ferramenta computacional. Essa quantificação e classificação das ocorrências podem ser utilizadas como um mecanismo de análise e estudo da operação e manutenção da subestação para posteriores melhorias no processo.

6 Resultados

O sistema de monitoramento de alarmes foi implantado há 1 ano e já pode-se observar melhorias significativas na supervisão e no compartilhamento de informações. Desde a sua implantação, começamos a quantificar o número de ocorrências no sistema elétrico em que havia de certa forma alarme presente no sistema SCADA que, se verificado, possibilitaria atuação da equipe e se evitaria ocorrência. Por exemplo, considerando um alarme de 1º estágio de baixa pressão de SF6 em um disjuntor do setor de 69 KV da subestação de São Luís I (Figura 3). Após um tempo haverá a atuação do 2º estágio com consequente desligamento do equipamento, se for o caso.

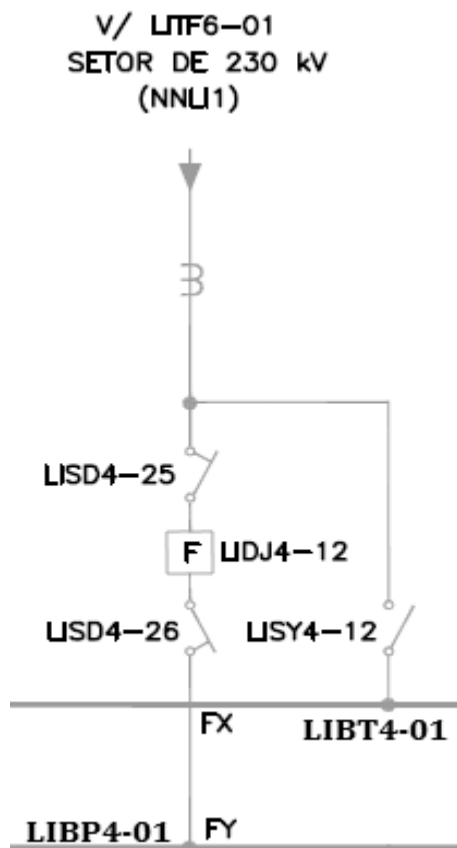


Figura 3. Bay do Disjuntor DJ4-12

Na Figura 04, verifica-se que a partir do quarto mês não houve mais ocorrência no sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte – Maranhão que poderia ser evitado caso a supervisão tivesse sido adequada.



Figura 4. Número de ocorrências que poderiam ser evitadas com a supervisão adequada.

Na Figura 05, mostra-se o exemplo real de uma notificação de ponto digital. Essa informação acusa baixa pressão do gás Hexafluoreto de Enxofre (SF6) no disjuntor 12 do setor de 69 KV da Subestação São Luís I. A advertência é de primeiro estágio, o que implica afirmar que consiste em um alarme e que o próximo estágio irá implicar na desativação do dispositivo de proteção.

O monitor automático de ocorrências do [sio@tr](#) identificou a violação dos seguintes pontos cadastrados na sua conta:

REGIONAL : OMA => **REGRA:** BAIXA PRESSÃO SF6 TCS ||

PONTO: LIDJ4-12 TC4FX 63 Baixa Press SF6 1ºEst ||

ID_SAGE: LIDJ412TC14FX ||

DATA: 26/03/2016 || **OCORRENCIAS:** 1

LIMITES => LIM_INF: -1 || VALOR_MIN: -1 || VALOR_MED:-1

VALOR_MAX: -1 || **TIPO_DE_BLOQUEIO:** DIARIO

HORARIOS (hh:mm:ss) => 15:2539.212 |

[Clique aqui sio@tr para acessar o sistema.](#)

Figura 5. Notificação de baixa pressão 1º Estágio.

7 Conclusão

O sistema de auxílio à supervisão de operação implementado neste trabalho tem alta aplicabilidade nas empresas do setor elétrico que utilizam o SAGE como sistema SCADA, principalmente àquelas que possuem muitos ativos para monitoramento de forma concentrada em um Centro de Operação. A filosofia, no entanto, pode ser aplicada por qualquer organização. O ambiente amigável o torna muito simples, podendo ser utilizado por diversos profissionais. O tempo previsto para treinamento dos usuários é de trinta minutos. A divulgação ágil das informações da subestação teleassistida facilita o diagnóstico, diminui o tempo de atendimento e possibilita supervisões por equipe que não seja somente a do Centro de Operação.

Agradecimentos

Ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Maranhão – IFMA, e a Eletrobras Eletronorte, especificamente à Regional de Transmissão do Maranhão – OMA.

Referências Bibliográficas

- Almeira Soares, A. F. P. (2008). O Impacto da estruturação de dados operacionais em tempo real no comportamento do indivíduo na tomada da decisão. Dissertação. Universidade do Porto. Portugal.
- Barreto, L. H. B. (2013). Sistemas de Proteção, Controle, e Supervisão em Subestações de Energia Elétrica: Uma Visão Geral, pp 19-22. Rio de Janeiro.
- Da Silva Lira, M. M e De Carvalho Jr., M. A. (1999). Sistemas híbridos aplicados à filtragem de sinais de alarme de proteção de uma subestação

- telecomandada, em “Processing of the IV Brazilian Conference on Neural Networks – IV Congresso Brasileiro de Redes Neurais.”
- Gerude, B. G. (2008). Instrução Técnica de Operação: Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia - SAGE. Subestação São Luís I – SELI.
- Mota, J. P. F (2014). Impacto da Aplicação de Alarmes Inteligentes na Qualidade da Informação Disponibilizada pelo SCADA da EDP Distribuição. Tese de Doutorado, Universidade do Porto. Portugal.
- Moubray, J. (1997). Reliability-Centred Maintenance. United Kingdom.
- Pereira, A. C. (2005). Integração dos Sistemas de Proteção, Controle e Automação de Subestações e Usinas – Estado da Arte e Tendências. Rio de Janeiro.