



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/07
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO E ASPECTOS DE PROJETO PARA GARANTIR A DISPONIBILIDADE E CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE TELECOMANDO PARA SUBESTAÇÕES TELEASSISTIDAS

Bruno Gomes Gerude(*)
ELETROBRAS ELETRONORTE

Ricardo Cardoso de Souza
ELETROBRAS ELETRONORTE

José Augusto F. de Araújo
ELETROBRAS ELETRONORTE

Osvaldo Santos Filho
ELETROBRAS ELETRONORTE

Rafael F. dos Santos Filho
ELETROBRAS ELETRONORTE

Raniere Vasconcelos Brito
ELETROBRAS ELETRONORTE

RESUMO

A teleassistência de subestações tem se tornado um processo cada vez mais frequente entre as concessionárias de energia elétrica, utilizando a tecnologia como forma de contribuir para a diminuição de custos e para a melhor utilização dos recursos.

Neste trabalho, a equipe de manutenção da Regional do Maranhão da Eletrobras Eletronorte mostra aspectos que devem ser verificados e estudados de forma a diminuir a probabilidade de falhas no sistema de supervisão e comando de subestações teleassistidas, bem como pretende fomentar discussões a respeito dos Procedimentos de Rede do ONS.

PALAVRAS-CHAVE

Subestação, Teleassistência, Operação, Tecnologia, ONS

1.0 - INTRODUÇÃO

O setor elétrico nacional tem passado por inúmeros desafios ao longo dos últimos dez anos. O novo modelo do setor, a Resolução 270/2007 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e as regras de renovação das concessões que culminaram em redução brusca de receita das maiores Concessionárias de Energia Elétrica do país, tem exigido uma revisão de todo o processo de gestão destas empresas. O aumento da receita por concessões de novos empreendimentos só é possível através de concorrência em leilão. E o não-cumprimento de metas de qualidade, entre as quais a disponibilidade das Funções de Transmissão, implicam em pesadas multas por Parcela Variável.

Um dos processos que passam por esta revisão é o da Operação, que com a modernização do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão apresenta uma tendência de operar as Subestações via Centros de Operação, eliminando a necessidade de operadores em regime integral de turno. Para isto, entretanto, é necessário que a equipe de projetos e a equipe de manutenção adotem medidas que garantam a confiabilidade e disponibilidade do sistema de telecomando como um todo. Os projetos e a atuação da equipe de manutenção para subestações desassistidas não pode ser igual àqueles das instalações que possuem equipe de operação "full-time".

Embora a teleassistência de subestações tenha se iniciado assim que as instalações começaram a ser dotadas de sistemas de proteção, controle e supervisão digitais, no final da década de 90 e início dos anos 2000, a Eletrobras Eletronorte, especificamente a Regional do Maranhão, só teve a sua primeira subestação totalmente teleassistida em maio de 2010. Esta opção é vista como única, ou seja, não se consegue mais enxergar em curto prazo a figura

(*) Rua dos Pardais, Cond. Europa, Bl-01, Apto.: 504. Renascença II. São Luís-MA, cep: 65075-310
Tel: (+55 98) 3217 5050 – Fax: (+55 98) 3217 5052 – Email: bruno.gerude@eletronorte.gov.br

do operador em regime de turno, mas uma equipe de manutenção fortalecida com a absorção de mais mão-de-obra e com a utilização da tecnologia para garantir a supervisão da instalação.

Com este artigo, pretende-se fomentar a discussão a respeito das subestações teleassistidas, que hoje é uma realidade no setor elétrico, discutindo ações e análises de projeto que permitam de fato que as instalações sejam operadas remotamente com uma confiabilidade aceitável e apresentando pontos dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS que merecem atenção e discussão pela equipe técnica do setor elétrico.

2.0 - ESTUDO DE CASO – SUBESTAÇÃO SÃO LUÍS III

A teleassistência de uma subestação pressupõe a utilização de recursos ininterruptos par as atividades de supervisão, comando e execução da operação remotamente, a partir de um centro de operação ou por outra instalação [1].

Dentro deste conceito está inserida a Subestação São Luís III – SELT. Ela é localizada no município de Paço do Lumiar-MA, um dos 4 municípios da Ilha de São Luís. Possui uma linha de transmissão em 230kV oriunda da SE São Luís II, 2 transformadores 230/69 kV, 150 MVA cada e três linhas de interligação para a distribuidora local e é, atualmente, responsável pelo suprimento de 30% da energia elétrica da Grande Ilha. Na Figura 01 mostra-se a localização eletrogeográfica da instalação.

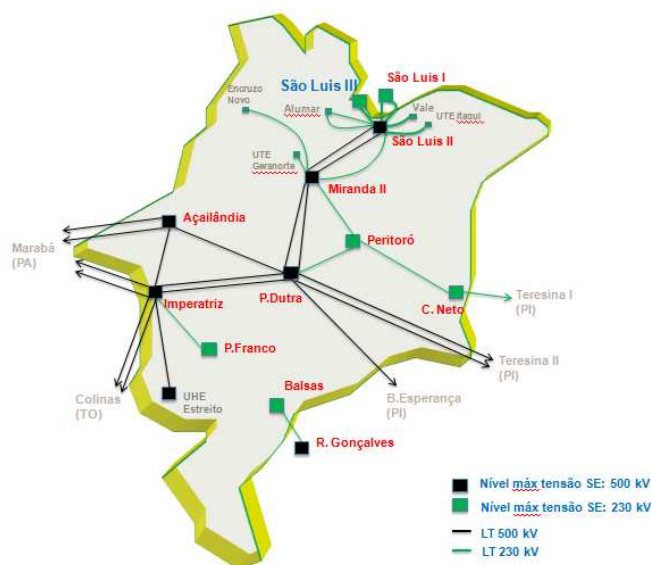


FIGURA 1 – localização eletrogeográfica da SELT

O sistema de Proteção, Comando e Supervisão da instalação, energizada em maio de 2010, é composto de equipamentos Siemens, Schweitzer e o SAGE, integrados através de uma rede em dupla estrela que utiliza o protocolo IEC 61850, simplificado na Figura 02.

No entanto, tal sistema não foi projetado de forma diferente de nenhuma outra instalação recente pelo fato de ser teleassistida. O padrão seguido foi exatamente o mesmo que de subestações assistidas localmente, talvez por ter sido a primeira totalmente teleassistida da Regional.

Ao longo de três anos em operação, a equipe de manutenção viu a necessidade de melhoria em uma série de fatores que podem propiciar melhoria na confiabilidade e disponibilidade da instalação, que culminou com o estudo e elaboração deste trabalho.

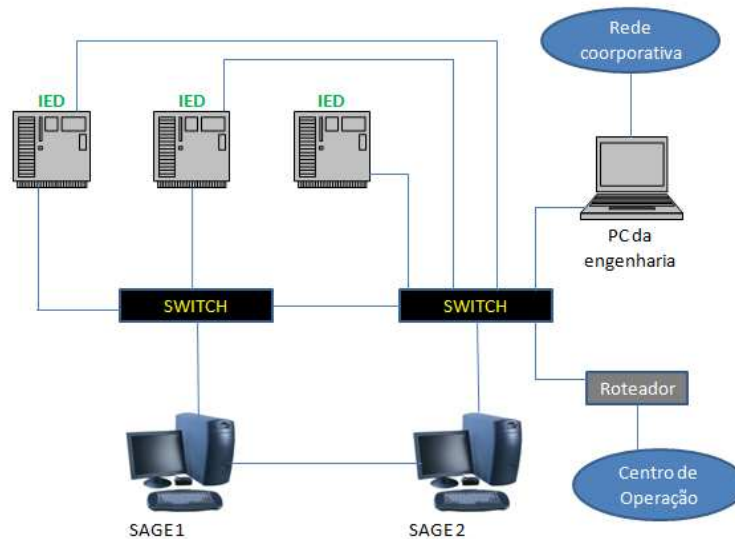


FIGURA 2 – Esquema simplificado da arquitetura de rede da SE São Luís III

3.0 RESULTADOS

O desenvolvimento do estudo e pesquisa das oportunidades de melhoria foi dividido entre as áreas de Supervisão, Telecomunicações, Equipamentos, Controle e Gestão de Manutenção. A seguir mostra-se o resultado da análise entre as equipes de engenharia e manutenção

3.1 Comando e Controle

3.1.1 Habilitação de recurso WEB MONITOR

Os IEDs (*Intelligent Electronic Device*) da Siemens que utilizam o protocolo IEC 61850 possuem um recurso muito importante, principalmente para o caso de subestações teleassistidas, chamado Web Monitor. Se habilitado para tal, é possível acessar o IED remotamente através do seu endereço IP no *browser* para visualização ou comando (controle de acesso) a tela do IED tal qual o operador. Assim é possível efetuarmos comando pelo IED, tornando-se um recurso emergencial em caso de perda ou problema no sistema superviso.

3.1.2 Upgrade no computador da engenharia

O computador da engenharia é o principal meio de acesso remoto à rede do sistema de controle e proteção, possibilitando aquisição de *log* de eventos, oscilografias, alterações de ajustes, entre outros. Por isso, é fundamental que esta máquina seja a mais robusta possível, principalmente no quesito processamento, memória e qualidade da placa de rede.

Além da necessidade de melhorar a configuração, foi verificado que não há redundância na conexão do PC da engenharia à rede, fornecendo redundância neste acesso.

3.1.3 Substituição de conversores eletro-ópticos

Nestes três anos em operação, um dos maiores problemas que provocavam falha de comunicação entre IEDs era defeito em conversores eletro-ópticos. Após contato com diversos fabricantes e outras Regionais da Eletrobras Eletronorte, optou-se por substituir todos estes conversores por de outro fabricante, consideravelmente mais confiável e robusto.

3.1.4 Informações de temperatura das salas de relés e baterias

Um parâmetro muito importante de ser monitorado e que nem sempre é dada a devida atenção pela equipe de manutenção, é a temperatura da sala de baterias e da sala de relés. No primeiro caso, a tensão de flutuação para baterias seladas reguladas a válvula necessita estar diretamente relacionada com a temperatura ambiente.

Os equipamentos digitais de controle, proteção e supervisão precisam trabalhar em temperatura controlada de 20 °C, aproximadamente. Temperaturas elevadas podem comprometer o funcionamento destes equipamentos.

A supervisão de temperatura nestes casos, possibilita à equipe de operação/manutenção uma verificação remota das condições do ambiente em que estes equipamentos estão instalados.

3.1.5 Partida programada do Gerador de Emergência

Em subestações assistidas, os Grupos Geradores de Emergência são testados semanalmente pela equipe de operação local, realizando partida em vazio durante 10 minutos.

Em São Luís III, entretanto, não há programação para que uma equipe vá até a Subestação realizar este teste. Através deste trabalho, iniciou-se uma discussão (que ainda perdura) sobre a periodicidade deste teste para subestações teleassistidas. Este teste seria feito com comando remoto no Grupo Gerador, sem a presença do operador. Foi verificado, ainda que a Unidade de Controle do Grupo Gerador permite partida programada automaticamente de acordo com a periodicidade definida.

3.2 Supervisão

3.2.1 Redundância no roteamento para o COR

O distribuição da supervisão do SAGE para o COR apresenta um gargalo: existe apenas um roteador, ou seja, não há redundância. Desta forma, foi implementado neste plano de ação, a tarefa de aquisição de mais um roteador, garantindo a redundância necessária.

3.2.2 Recomposição Automática

Já está em andamento discussão a respeito de lógicas de Recomposição Automática implementadas diretamente no ambiente SAGE, facilitando as ações do operador e tornando mais rápida a recomposição em caso de ocorrências.

3.2.3 Alimentação dos Switches

Foi verificada a necessidade de separar as alimentações dos switches das duas redes. Isto é, o switch da rede 01 deve ter alimentação oriunda da barra 01 do serviço auxiliar CC, enquanto a do switch da rede 02, da barra 02. Isto garante mais confiabilidade para o sistema de supervisão.

3.3 Elétrica

Um aspecto importante verificado durante uma ocorrência, foi a necessidade de garantir que sistemas considerados essenciais em subestações teleassistidas tivessem alimentação oriunda da barra de serviço auxiliar de corrente contínua.

Especificamente para o caso de São Luís III, será instalado um inversor (CC/CA) para alimentação do circuito de carregamento de molas dos disjuntores pois durante a ocorrência, houve falha no serviço auxiliar CA e as molas dos disjuntores não foram carregadas. Se fosse em uma subestação assistida, não haveria maiores transtornos, pois as mesmas poderiam ser carregadas manualmente. No entanto para subestação teleassistida, o tempo de deslocamento de alguém para realizar tal ação é muito alto.

3.4 Telecomunicações

Um ponto crítico é consenso entre as empresas que operam subestações teleassistidas: a manobra de chaves seccionadoras. Sem a confirmação visual do estado destes equipamentos é praticamente impossível continuar ou concluir uma manobra, pois apenas o estado apresentado na tela do sistema de supervisão não é garantia de sucesso na operação.

Por esta razão, a equipe de telecomunicações ficou incumbida de, juntamente com a equipe de operação, estabelecer pontos relevantes de monitoramento e posterior implementação de Circuito Interno de Monitoramento por Câmeras, eliminando a necessidade de envio de um mantenedor sempre que for necessária a manobra de chaves.

3.5 Gestão da Manutenção

Os engenheiros responsáveis pela gestão e definição das estratégias da manutenção, após discussão sobre necessidade de revisão dos processos hoje vigentes na empresa para o caso de subestações teleassistidas, atualizaram algumas rotinas e inspeções periódicas, como o aumento da frequência de termovisão, implementação de novas tarefas no *checklist* dos operadores do COR, coleta e análise periódica de logs de eventos dos IEDs pela equipe de controle e proteção.

O importante é termos em mente que as ações e rotinas para subestações teleassistidas precisam de revisão. Não podem ser as mesmas para subestações assistidas.

No capítulo a seguir, discutiremos quais são as exigências do Operador Nacional do Sistema elétrico – ONS a respeito das subestações teleassistidas.

4.0 – PROCEDIMENTOS DE REDE

Embora a teleassistência de subestações seja um caminho a ser seguido com o objetivo de efficientizar o processo de operação e manutenção através do melhor aproveitamento dos recursos, é preciso que os Agentes do setor elétrico tenham ciência dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O submódulo 10.14 vigente quando da elaboração deste artigo, revisão nº 1.1 de 16/09/2010, cujo título é “Requisitos Operacionais para os Centros de Operação, Subestações e Usinas da rede de operação” estabelece no capítulo 5, requisitos para teleassistência de subestações, os quais merecem destaque:

- ✓ Garantir que a execução remota da operação da instalação ocorra com recursos mínimos similares ao que um operador dispõe na operação local, como forma de permitir a operabilidade da instalação teleassistida, assim como a agilidade e a segurança da operação, dispondo de recursos tais como:
 - (1) Telecomando sobre todos os equipamentos principais da instalação;
 - (2) Telecomando da atuação sobre dispositivos de bloqueio de acionamento dos equipamentos de manobra;
 - (3) Confirmação do curso completo das chaves seccionadoras durante manobras;
- ✓ Garantir que os recursos de teleassistência não provoquem retardo na operação em tempo real em função dos recursos tecnológicos utilizados;
- ✓ Ter recursos de supervisão e comando locais, com os requisitos apropriados e disponíveis para sua operação local, a serem usados no caso de indisponibilidade ou degradação de qualquer função do sistema de teleassistência ou proteção;
- ✓ Garantir que as instalações classificadas como relevantes, de acordo com os critérios definidos no Submódulo 10.1, não sofram interrupção de supervisão, controle e comando nos casos de indisponibilidade ou degradação dos recursos de teleassistência;
- ✓ Assegurar a retomada da supervisão, controle e comando da operação das instalações da rede de operação não classificadas como relevantes num tempo máximo de 20 (vinte) minutos a partir da perda de sua plena condição de teleassistência;

Tais requisitos, no entanto, estão em processo de revisão, cuja atualização do Procedimento de Rede já foi minutada e encaminhada para avaliação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Dentre as principais alterações, cabe destacar:

- ✓ As instalações estratégicas Tipos E1, E2 e U3 classificadas de acordo com os critérios definidos no Submódulo 23.6, independentemente de serem teleassistidas, devem ser providas de assistência local ininterrupta.

O Submódulo 23.6, revisão 2.0 de 01/12/2010 não estabelece classificações por tipo conforme citado no submódulo 10.14, porém identifica as instalações e componentes estratégicos, que para serem assim determinadas, devem possuir pelo menos um dos critérios abaixo satisfeitos:

- a) desligamento intempestivo da instalação ou de parte dela é causa de interrupção significativa de carga numa região geográfica, unidade da federação, capital ou grande pólo industrial, tendo como referência a escala de severidade indicada no item 6.13 do Submódulo 25.3;
- b) a instalação ou o componente faz parte de corredores de recomposição fluente – descritos em instruções de operação – que possam impedir ou retardar o restabelecimento de cargas em uma região geográfica, unidade da federação, capital ou grande pólo industrial;
- c) o desligamento intempestivo da instalação ou de parte dela é causa de instabilidade de potência, frequência ou tensão numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste); e
- d) a indisponibilidade da instalação ou de parte dela é causa de restrição nas transferências energéticas e coloca em risco o atendimento de uma região geográfica, unidade da federação ou capital ou compromete o processo de otimização energética do SIN, tendo como referência resultados de simulações computacionais.

As mudanças sugeridas pela revisão do Submódulo 10.14 impactarão significativamente no modo de operar e no custo de empresas do Setor Elétrico que já possuem instalações teleassistidas e que se enquadram como estratégica.

5.0 - CONCLUSÃO

Os desafios que o setor elétrico tem enfrentado só serão superados com a mudança de atitude e de procedimentos dos profissionais que atuam na área, utilizando a tecnologia como uma maneira para possibilitar a melhoria do serviço, a diminuição dos custos operacionais e consequentemente a eficientização das empresas. Se teleassistir subestações é um caminho para isso, que sejam então analisadas de forma diferente das que não possuem esta característica.

Neste trabalho procuramos exemplificar e aplicar os conceitos abordados através de um estudo de caso da Subestação São Luís III de 230/69 kV 150 MVA, localizada na cidade de São Luís, descrevendo sua arquitetura de rede, os pontos identificados com baixa confiabilidade e as sugestões necessárias. Foram levantadas várias oportunidades de melhoria que, certamente, quando implementadas elevarão o nível de confiabilidade da instalação.

A proposta de revisão do Procedimento de Rede do ONS, no entanto, provoca uma significativa alteração nesta filosofia, uma vez que exige presença ininterrupta de equipe em subestações estratégicas. Se por um lado, esta alteração sugere melhoria na confiabilidade do sistema elétrico, por outro provocará impacto financeiro nas empresas e consequentemente provocará discussão para revisão nas receitas destas.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 10.14 - Requisitos operacionais para os centros de operação, subestações e usinas da rede de operação. Revisão 1.1 e 2012.1. Disponível em: www.ons.com.br
- (2) Rede de Operação Norte e Nordeste – DU-CT.NNE.01 atualizado em 15 de janeiro de 2013. Disponível em www.ons.com.br
- (3) Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 23.06 - Critérios para identificação das instalações e componentes estratégicos do Sistema Interligado Nacional. Revisão 2.0. Disponível em: www.ons.com.br

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Bruno Gomes Gerude nasceu em São Luís - MA em 1985, é engenheiro eletricitista, graduado pela Universidade Federal do Maranhão em 2007 e pós-graduado em engenharia de produção pela faculdade Pitágoras em 2011. Trabalha na Eletrobras Eletronorte desde 2007, atuando atualmente como Gerente da Divisão de Transmissão São Luís I. Atuou também como engenheiro de operação e engenheiro de manutenção da área de proteção.



Ricardo Cardoso de Souza nasceu em Belém – PA em 1976. Engenheiro Eletricista, graduado pela Universidade Federal do Pará em 1999 e Mestre na área de Telecomunicações pela Universidade Federal de Campina Grande em 2005. Atuou na área de Projetos em Telecomunicações da Estrada de Ferro Carajás na Companhia Vale do Rio Doce em São Luís – MA e também como Engenheiro Supervisor na área de Telecomunicações da Companhia Hidroelétrica do São Francisco em Paulo Afonso – BA. Trabalha na Eletrobras Eletronorte desde 2005 como Engenheiro de Manutenção da área de Proteção e Controle.



Raniere Vasconcelos Brito é formado em Eletrotécnica pela Escola Técnica Federal do Maranhão. Atua como Técnico do SPCS (Sistema de Proteção, Controle e Supervisão) na Eletrobras Eletronorte há 32 anos.



José Augusto Ferreira de Araújo é Técnico em Manutenção Eletrônica. Trabalha na Eletrobras Eletronorte há 32 anos. Já atuou nas áreas de Telecomunicações, Energias Alternativas e está na área do SPCS há 5 anos.



Rafael Fernandes dos Santos Filho é formado em Técnico em Eletrotécnica. Trabalha na Eletrobras Eletronorte há 32 anos. Já atuou nas áreas de Operação e Equipamentos de Potência. Trabalha na área do SPCS há 4 anos.



Osvaldo dos Santos Filho é técnico em Eletromecânica, formado pela Escola Técnica Federal do Maranhão em 1981 e arquiteto pelo UNICEUMA. Trabalha na Eletrobras Eletronorte há 31 anos. Trabalhou na Usina Hidrelétrica de Tucuruí durante 7 anos, na área de regulação de velocidade. Há 24 anos atua na área do SPCS na Regional de Transmissão do Maranhão.