

Aplicação do IEC 61850 no Mundo Real: Projeto de Modernização de 30 Subestações Elétricas

Sergio Kimura e Andre Rotta
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

Ricardo Abboud, Rogério Moraes, Eduardo Zanirato, e Juliano Bahia
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Apresentado na
1st Annual Protection, Automation and Control World Conference
Dublin, Irlanda
21–24 de junho de 2010

A edição revisada anterior foi lançada em abril de 2008

Originalmente apresentado na
10th Annual Western Power Delivery Automation Conference, abril de 2008

Traduzido para o português em fevereiro de 2017

Aplicação do IEC 61850 no Mundo Real: Projeto de Modernização de 30 Subestações Elétricas

Sergio Kimura e Andre Rotta, *Elektro Eletricidade e Serviços S.A.*

Ricardo Abboud, Rogério Moraes, Eduardo Zanirato, e Juliano Bahia, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—Este artigo descreve o projeto de modernização e energização da SE Guarujá 2, uma subestação integrada através da suite de protocolos IEC 61850. Esta foi a primeira de 30 subestações de um projeto de modernização da concessionária de distribuição de energia elétrica Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

O escopo do projeto da SE Guarujá 2 inclui:

- Novas Interfaces Homem-Máquina (IHMs)
- Modernização de todos os sistemas de controle, supervisão e aquisição de dados (SCADA)
- Automação da subestação
- Substituição dos antigos painéis de relés de proteção eletromecânicos

O projeto desta subestação incluiu a automação do controle de 12 disjuntores, 7 novas chaves seccionadoras motorizadas e 2 transformadores de potência de 30 MVA ligados em paralelo, com controles do comutador de taps em carga. O sistema propiciou a integração de ambos os protocolos IEC 61850 MMS (*Manufacturing Message Specification*) e DNP3 LAN/WAN (*Local-Area Network/Wide-Area Network*) para troca de dados de controle entre relés, controladores de automação programáveis, controles do comutador de taps em carga e plataformas computacionais robustas.

Neste sistema, o alimentador, o controle do bay (“*bay controller*”) e os relés dos transformadores se comunicam através das mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) via protocolo IEC 61850, usando o sistema de comunicação peer-to-peer; essas mensagens são usadas nos esquemas de proteção e controle, incluindo proteção de barras e falha do disjuntor, intertravamento entre os bays, disparo dos relatórios de evento e transferência automática entre duas linhas de 138 kV. A adoção do IEC 61850 possibilitou a implementação de um sistema de automação descentralizado, distribuído através de diversos dispositivos eletrônicos inteligentes (“*Intelligent Electronic Devices*” – IEDs).

Este artigo descreve as novas implementações das funções de proteção e automação, usando a suite de protocolos IEC 61850. Os detalhes incluem a arquitetura e as funcionalidades do sistema de proteção, controle e monitoração, bem como os testes de laboratório efetuados para verificar e validar seu desempenho. O artigo finaliza com uma discussão sobre os benefícios que foram estendidos aos consumidores da Elektro com o projeto de modernização e adoção de um sistema totalmente automatizado na subestação.

I. HISTÓRICO

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A é uma concessionária de energia elétrica brasileira que atua em parte dos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Atualmente, a Elektro fornece energia para aproximadamente 1.950.000 consumidores, atendendo às necessidade de 5.700.000 pessoas em 228 cidades numa área de 120.000 km². A Elektro possui 120 subestações em operação e 74.300 km de linhas de distribuição.

A. Programa de Modernização de Subestações

A Elektro decidiu investir na modernização de suas subestações, acreditando que isso representa um fator decisivo para o crescimento da empresa. Desde que o programa de modernização das subestações foi iniciado em 2000, a equipe técnica da empresa tem buscado as melhores e mais avançadas tecnologias disponíveis no mercado para melhoria dos projetos de supervisão e automação das subestações.

O projeto é dividido em diversas etapas; cada etapa inclui a modernização de um determinado número de subestações. Em 2006, a primeira etapa foi concluída.

Os resultados positivos obtidos na primeira etapa do programa de modernização, quando ainda eram utilizados equipamentos como unidades terminais remotas (UTRs) e controladores lógicos programáveis (CLPs), estimularam o corpo técnico da empresa na busca por soluções ainda mais modernas para a segunda etapa, prevendo resultados ainda melhores.

A necessidade de supervisionar e controlar equipamentos com antigas tecnologias, sem a interface com os sistemas de controle, supervisão e aquisição de dados (SCADA), levou às seguintes etapas preliminares do programa:

- Substituição dos antigos disjuntores de 13,8 kV por novos disjuntores, incluindo contatos auxiliares disponíveis para supervisão.
- Instalação de motores de acionamento nas chaves seccionadoras manuais.
- Retrofit dos painéis de controle dos transformadores de potência.

- Retrofit dos sistemas de alimentação AC e DC.
- Retirada dos cabos de controle antigos e daqueles cuja isolação perdeu a confiabilidade.

A filosofia do novo projeto, definida pela equipe técnica da Elektro, deveria atender aos seguintes requisitos:

- Novas tecnologias aceitas globalmente e difundidas no setor de energia elétrica.
- Redução dos cabos de cobre usados, apesar da maior quantidade de pontos a serem supervisionados e automatizados.
- Redução dos relés auxiliares e demais equipamentos usados nos painéis de proteção e controle.
- Capacidade de expansão do sistema de proteção e automação da subestação sem necessidade de alterações significativas no projeto atual.
- Redução do número de intervenções para manutenção.
- Padronização e simplificação do treinamento dos funcionários na área de automação de sistemas, preparando as equipes técnicas para operação de um sistema comum dentro da empresa.
- Redundância do sistema de controle e distribuição de informações ao centro de controle e à interface local humano-máquina (IHM).
- Redução significativa da instalação do campo, reduzindo a quantidade de equipamento acessório.

B. Modernização de Subestações Através da Suite de Protocolos IEC 61850

Em 2006, a Elektro iniciou a segunda etapa do projeto de modernização de 30 subestações, elaborando a especificação do projeto e escolhendo o protocolo DNP3 para integração dos dispositivos elétricos inteligentes (IEDs). Nessa época, foi usado o protocolo DNP3 para facilitar a integração dos IEDs em várias subestações e no Centro de Controle Remoto da Elektro. Portanto, a equipe técnica da Elektro possuía total domínio sobre o protocolo DNP3 no início do projeto.

Durante a fase de elaboração das propostas, a Elektro decidiu solicitar uma opção alternativa para automação da subestação baseada na norma de Sistemas e Redes de Comunicação de Subestações IEC 61850 (“IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations”), analisando as vantagens que essa nova norma poderia fornecer. A decisão sobre o uso da alternativa IEC 61850 foi baseada em algumas vantagens que superaram os custos adicionais devidos aos investimentos com treinamentos da equipe, possíveis alterações de filosofia e custos de alterações do projeto.

A motivação para escolha da nova filosofia do projeto das subestações usando a suite de protocolos IEC 61850 foi baseada nos seguintes critérios:

- Uso dos sistemas de comunicação de alta velocidade baseados na Ethernet.
- Interoperabilidade de equipamentos de diferentes fabricantes.
- Redução significativa na quantidade de cabos a serem utilizados, facilitando o comissionamento e reduzindo a probabilidade de falhas.
- Alta confiabilidade e disponibilidade do sistema com o uso de projetos mais simples e arquitetura mais eficiente.
- A obsolescência não mais representa um problema a curto prazo.
- Facilidade na expansão do sistema.

A Elektro concluiu que a facilidade da instalação no campo, a identificação mais rápida das falhas, a implementação de funções automatizadas, e os novos, mais rápidos e mais seletivos esquemas de proteção vão propiciar um retorno do investimento num prazo menor do que o estimado inicialmente.

A decisão de qual sistema deveria ser implementado nas subestações não foi baseada somente no menor preço, mas também na melhor solução técnica; para isso, foram estabelecidos certos parâmetros de avaliação, incluindo:

- Tempo Médio Entre Falhas (MTBF).
- Garantia.
- Atendimento às normas técnicas.
- Faixa da temperatura ambiente de operação.
- Suporte técnico.

As etapas do projeto discutidas neste artigo abrangem a modernização de 30 subestações ao longo do período de quatro anos (2007—2010). Nesse período, mais de 500 IEDs vão ser instalados, testados e integrados usando os protocolos descritos na norma IEC 61850.

II. SUBESTAÇÃO GUARUJÁ 2 – PRIMEIRA SUBESTAÇÃO A SER MODERNIZADA

O projeto teve início com a modernização da Subestação 138 kV Guarujá 2 (138/13,8 kV, 2x25/33,3 MVA), que atende uma região de carga altamente concentrada na costa litorânea do Estado de São Paulo, um importante centro de turismo. O diagrama unifilar da subestação está mostrado na Figura 1. As outras subestações envolvidas no projeto possuem características físicas similares as da Subestação Guarujá 2.

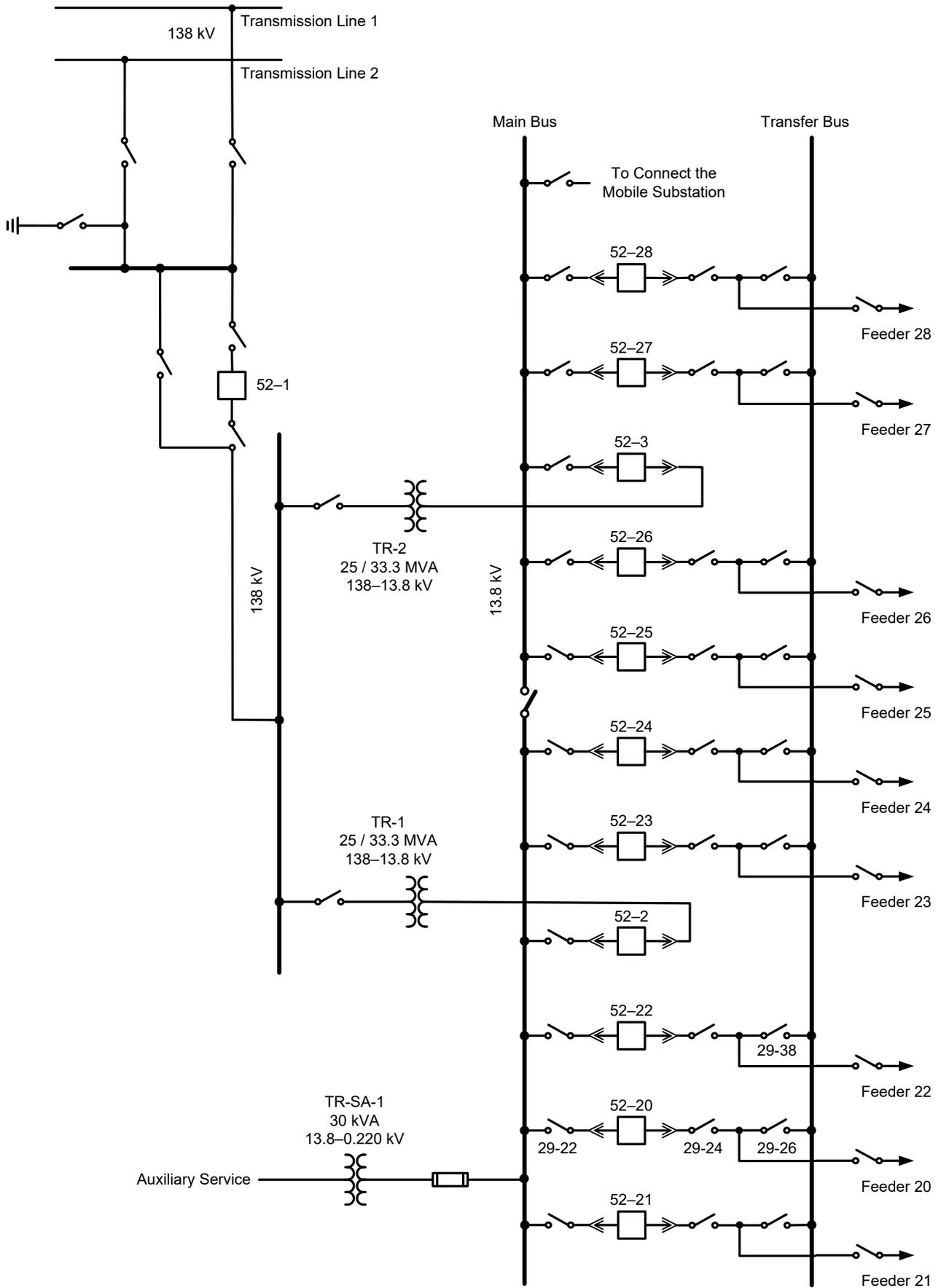


Figura 1. Diagrama Unifilar da Subestação Guarujá 2

A Figura 2 mostra a distribuição dos IEDs nos bays da subestação. Todos os IEDs de proteção/controlam usam mensagens GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) via protocolo IEC 61850 e outras mensagens via IEC 61850 para transmissão de dados operacionais, as quais referimos coletivamente como mensagens MMS (Manufacturing Message Specification). O IED usado para regulação de tensão inclui somente as mensagens MMS via IEC 61850. As funções implementadas em cada IED serão discutidas posteriormente neste artigo.

Os IEDs executam todas as funções de proteção, controle, medição, intertravamento, automação, registros dos eventos, oscilografia, monitoração do desgaste dos disjuntores, etc. Não foram instalados quaisquer equipamentos ou dispositivos adicionais como blocos de testes, relés auxiliares, relés de bloqueio ou medidores. Os IEDs de proteção incluem contatos com capacidade de interrupção de correntes elevadas que podem operar diretamente nas bobinas de abertura e fechamento dos disjuntores, eliminando a necessidade de relés auxiliares.

III. REQUISITOS DO PROJETO

Com o objetivo de assegurar a confiabilidade no desempenho do sistema de fornecimento de energia aos consumidores, bem como a segurança dos equipamentos instalados, a Elektro definiu as características operacionais da subestação baseando-se nas seguintes etapas:

- Cálculo dos valores de curto-circuito máximo e mínimo.
- Definição das faixas da tensão de operação.

- Coordenação e seletividade das proteções.
- Definição da arquitetura do sistema de automação.
- Definição dos meios de comunicação.
- Requisitos para adaptação física dos equipamentos.
- Definição dos pontos de supervisão e controle para o sistema de automação.
- Definição dos esquemas de automação e das lógicas da subestação.

Com base nas condições operacionais, a Elektro definiu os esquemas de automação e lógicas da subestação, assim como a necessidade de troca de informações entre os diversos IEDs através das mensagens GOOSE via protocolo IEC 61850. A filosofia adotada no desenvolvimento dos esquemas lógicos baseia-se nas seguintes considerações:

- Os esquemas lógicos dos bays devem ser, preferencialmente, desenvolvidos no nível dos IEDs, de forma descentralizada, e com o mínimo possível de interconexões físicas entre os equipamentos. O uso das mensagens GOOSE deve ser priorizado.
- O tempo de processamento dos esquemas lógicos deve ser o mínimo necessário para garantir a atuação correta das funções de proteção, como por exemplo, a seletividade lógica entre os IEDs. Para isso, o tempo de processamento de todos os esquemas lógicos do usuário, associados direta ou indiretamente às funções de proteção, devem ter o mesmo tempo de processamento que as funções de proteção dos IEDs.

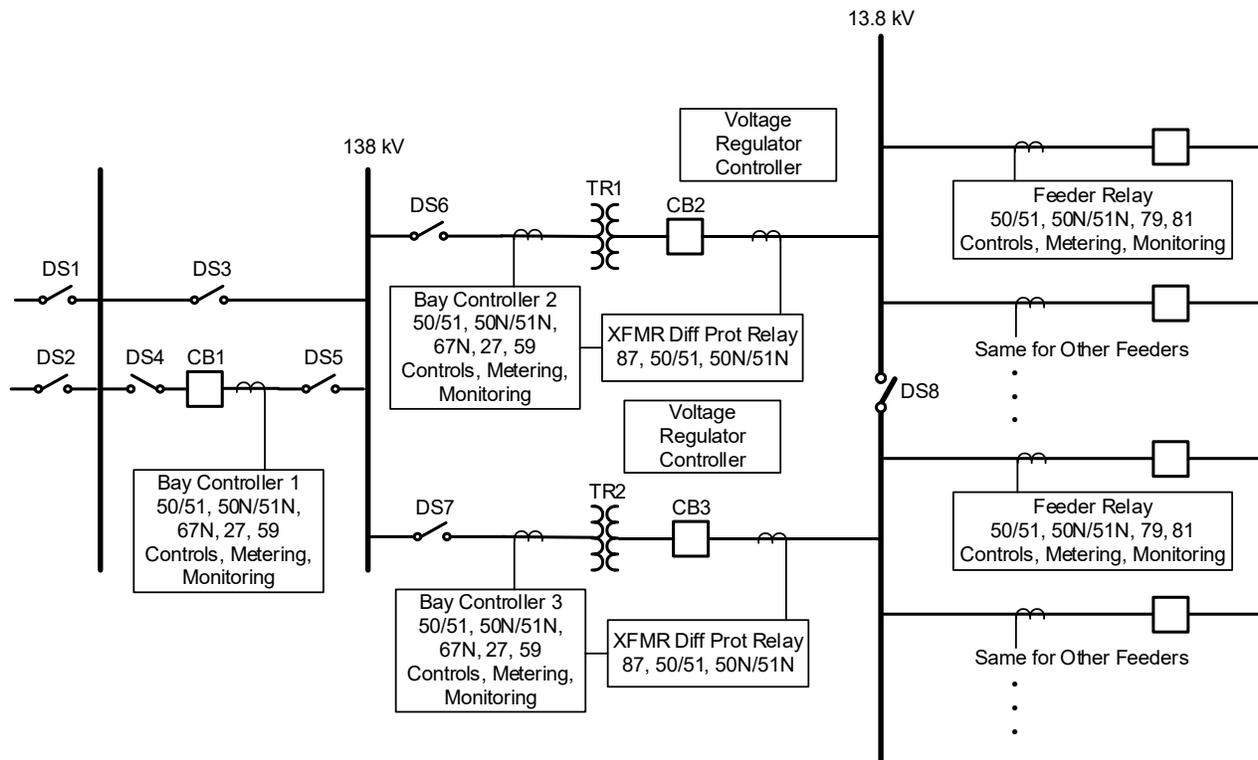


Figura 2. Distribuição dos IEDs nos Bays

A suite de protocolos IEC 61850 foi usada somente dentro das subestações. Embora o Grupo de Trabalho 57 do Comitê Técnico do IEC (“*IEC Technical Committee Working Group 57*”) tenha como objetivo estender o uso da suite de protocolos IEC 61850 para fora das subestações [1], isso ainda não foi regulamentado. Considerando que a Elektro já possui instalado um sistema de supervisão baseado no protocolo DNP3 LAN/WAN, foi decidido usar este protocolo para comunicação com o centro de controle e com a IHM. Para usar este protocolo, foi necessário um *gateway* para concentrar e coletar os dados dos IEDs via IEC 61850, convertendo esses dados para DNP3 LAN/WAN e enviando-os para a IHM local e Centro de Controle Remoto (ver Figura 4).

O *hardware* do *gateway*, sem partes móveis para ventilação, é baseado num computador robusto, adequado para atender à Norma IEEE 1613 (“*Standard Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations*”) e Norma C37.90 (“*Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus*”). O *gateway* selecionado para este projeto possui MTBF observado de 280 anos, o qual é elevado se comparado aos *gateways* convencionais.

O programa do *software* SAGE foi escolhido para efetuar as tarefas de coleta de dados via IEC 61850 MMS, concentração e conversão para DNP3 LAN/WAN. Este *software* foi desenvolvido pelo órgão de pesquisas do governo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), incluindo diversos módulos como SAGE/SCADA, SAGE/EMS (*Energy Management System*) e SAGE/AGC (*Automatic Generation Control*). O CEPEL desenvolveu uma versão especial do SAGE para ser usado como um *gateway* e para instalação neste computador robusto.



Figura 4. Centro de Controle Remoto da Elektro

A combinação desse computador robusto e da versão do *software* SAGE para ser usado como *gateway* é conhecida como SAGEBox, um *gateway* que pode integrar os sistemas SCADA e os IEDs através de vários protocolos, tais como: DNP3, DNP3 LAN/WAN, Modbus® RTU, Modbus TCP, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, IEC 61850, Conitel, ICCP, SINSC, etc.

O SAGEBox é compatível com o sistema operacional Linux®, o qual foi instalado na plataforma computacional equipada com memória *flash* de 2 gigabytes ao invés de disco rígido rotacional convencional, aumentando a confiabilidade do *gateway*.

Devido à experiência da Elektro com outros *gateways*, a especificação do sistema de automação requisitou a instalação de dois *gateways* operando num esquema de redundância “*hot standby*.” Dessa forma, os bancos de dados dos dois *gateways* são atualizados e sincronizados, mas somente um *gateway* envia os dados para a IHM local e para o Centro de Controle Remoto. Contudo, se houver uma falha no *gateway* primário ou nas comunicações entre o *gateway* e o *switch* Ethernet, o *gateway* de backup vai assumir todas as tarefas de forma automática e imperceptível para o operador, sem nenhuma perda de informação. A troca de dados entre os *gateways* é efetuada através de uma conexão Ethernet direta. Esta conexão entre os *gateways* está identificada como “*Hot Standby*” na Figura 3.

Por motivos de padronização, dois *gateways* foram instalados em cada subestação, apesar de os *gateways* usados neste projeto serem mais confiáveis do que os anteriormente usados pela Elektro.

Existe uma IHM local na subestação que propicia controle e supervisão total de toda a subestação. O *hardware* da IHM é composto por uma plataforma computacional robusta, monitor *touchscreen* de 17 polegadas e teclado com mouse *trackball* integrado. O protocolo DNP3 LAN/WAN conecta a IHM ao *gateway*.

Um canal de comunicação via satélite conecta a subestação ao Centro de Controle Remoto usando também o protocolo DNP3 LAN/WAN.

Os controles associados aos protocolos da norma IEC 61850 possuem mais atributos do que os controles do DNP3; dessa forma, as mensagens via IEC 61850 são mais complexas [1], porém este *gateway* converte DNP3 para IEC 61850 MMS usando uma programação relativamente fácil.

Todos os IEDs foram conectados aos *switches* Ethernet que atendem aos requisitos da norma IEEE 1613. Todos são gerenciáveis e as conexões com os *bay controllers*, relés de proteção, *gateways*, IHM local, etc., são efetuadas via cabo de fibra óptica. Os *switches* formam um anel para redução do impacto que uma falha no link Ethernet pode causar no sistema de automação da subestação.

V. SINCRONIZAÇÃO DE TEMPO

O projeto usa o código IRIG-B para sincronização dos tempos dos IEDs, *gateways* e IHM local, garantindo precisão de ± 10 microssegundos nas estampas de tempo das oscilografias de alta resolução para os *bay controllers* e relés dos alimentadores. Isso também propiciará o uso, no futuro, da medição fasorial sincronizada, que é incorporada aos *bay controllers* e relés de alimentadores.

O padrão SNTP (“*Simple Network Time Protocol*”) não foi considerado como uma alternativa para o projeto em função de sua precisão ser da ordem de vários milissegundos e da possibilidade de variações na precisão em função do tráfego de dados na rede de comunicação. No futuro, mudanças na norma IEC 61850 podem recomendar um método que sincronize os tempos com precisão através da rede Ethernet. Um grupo de trabalho do IEEE está revisando a norma IEEE 1588 (“*Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*”), a qual pode fornecer precisão na sincronização dos tempos da ordem de microssegundos através da Ethernet [1]. Portanto, a Elektro escolheu o IRIG-B por ser o único protocolo disponível atualmente.

VI. CONTROLES

As equipes da área de operação da Elektro queriam dispor de recursos para abertura e fechamento dos disjuntores e chaves seccionadoras no caso de falha de um IED, *switch* Ethernet, *gateway* ou cabo Ethernet. Para isso, os dois *gateways* operam no modo “*hot standby*,” conectados a diferentes *switches*. Os *bay controllers* e os relés dos alimentadores possuem interfaces físicas Ethernet redundantes, operando no modo “*fail-over*” e conectadas a *switches* distintos (ver Figura 3).

Essas medidas evitam que pontos únicos de falha nos *switches* e cabos de comunicação Ethernet afetem o controle através do Centro de Controle Remoto. Contudo, não seria possível efetuar o controle dos equipamentos do bay associado a um determinado IED na ocorrência de falha do mesmo, de falha na sua alimentação ou até se ele for removido para manutenção preventiva ou troca de ajustes. Para propiciar redundância, os disjuntores e as chaves seccionadoras de 138 kV no nível dos IEDs devem ser controlados por mais de um IED. Isso foi efetuado no projeto—os disjuntores e as seccionadoras de 138 kV podem ser controlados a partir de qualquer um dos três *bay controllers*, conforme mostrado na Figura 2.

Cada um desses *bay controllers* possui uma tela de LCD com display mímico para auxiliar o operador na sua tarefa de execução dos controles locais. A Figura 5 mostra o mímico programado no *Bay Controller 1*. Neste IED, observe que é possível controlar os seguintes equipamentos mostrados na Figura 2, usando o mímico: disjuntor CB1 e chaves seccionadoras DS1, DS2, DS3, DS4 e DS5. As chaves seccionadoras DS6 e DS7, não mostradas no mímico, podem ser controladas através da programação de uma lógica específica no IED.

A Figura 6 mostra o mímico programado no *Bay Controller 3*. Neste IED, é possível controlar os seguintes equipamentos mostrados na Figura 2, usando o mímico: disjuntores CB1 e CB3 e chaves seccionadoras DS1, DS2, DS3 e DS7. As chaves seccionadoras DS4 e DS5, não mostradas no mímico, podem ser controladas através da programação de uma lógica específica no IED. A mesma

observação é válida para o *Bay Controller 2*, no qual é possível controlar os disjuntores CB1 e CB2, as chaves seccionadoras DS1, DS2, DS3 e DS6, e as chaves seccionadoras DS4 e DS5 através de esquemas lógicos.

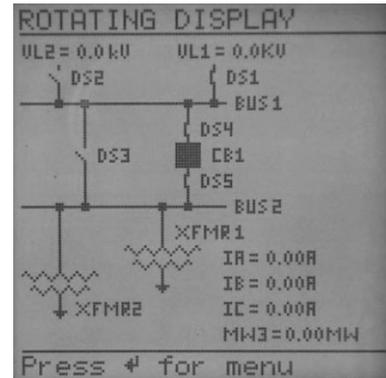


Figura 5. Display Mímico do *Bay Controller 1*

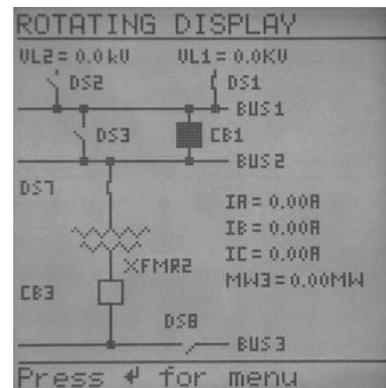


Figura 6. Display Mímico do *Bay Controller 3*

VII. IHM LOCAL E CENTRO DE CONTROLE REMOTO

Conforme mencionado anteriormente, a IHM local é composta por uma plataforma computacional robusta, monitor *touchscreen* de 17 polegadas e um teclado com mouse *trackball* integrado. O painel da IHM local está mostrado na Figura 7.



Figura 7. Painel da IHM Local

O *software* de supervisão usado nesta IHM é o mesmo que é usado no Centro de Controle Remoto; logo, as telas dos dois sistemas são bastante similares e possuem as mesmas funcionalidades. A tela principal da IHM local é mostrada na Figura 8. Nesta tela são exibidas as principais medições, o *status* de todos os equipamentos, diversas seqüências de controle, canal de comunicação do *gateway* com os IEDs, o *gateway* em operação, qualquer função de proteção que esteja bloqueada, etc. O *software* de supervisão, instalado na IHM, monitora continuamente o *status* das comunicações de cada um dos *bay controllers*. Se for detectada uma falha no sistema de comunicação no instante em que o operador estiver efetuando um comando de abertura ou fechamento do disjuntor, a função de supervisão vai direcionar automaticamente o controle para o outro *bay controller* que pode efetuar tal controle, isto é, para o outro *bay controller* cujo sistema de comunicação está operacional. Controles redundantes são necessários. Por exemplo, qualquer um dos *bay controllers* do setor de 138 kV pode controlar o disjuntor de entrada; portanto, se o *software* de supervisão detectar que não há comunicação com o *Bay Controller* 1 no instante em que o operador estiver executando qualquer controle associado ao disjuntor, o *software* de supervisão vai direcionar os comandos automaticamente para o *Bay Controller* 2, enviando

os comandos de controle para o disjuntor via conexão *hardwired*.

O operador pode exibir o menu pop-up dando um clique com o mouse sobre qualquer disjuntor, conforme mostrado na Figura 9. Através desse menu pop-up, é possível efetuar comandos de abertura e fechamento dos disjuntores, visualizar as medições analógicas, habilitar/desabilitar os comandos, visualizar os alarmes relacionados aos disjuntores e habilitar/desabilitar a função de religamento e qualquer automatismo associado ao disjuntor.

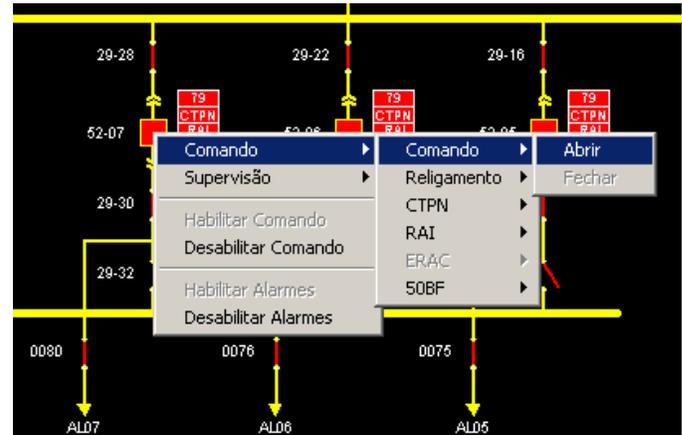


Figura 9. Menu Pop-Up para os Disjuntores

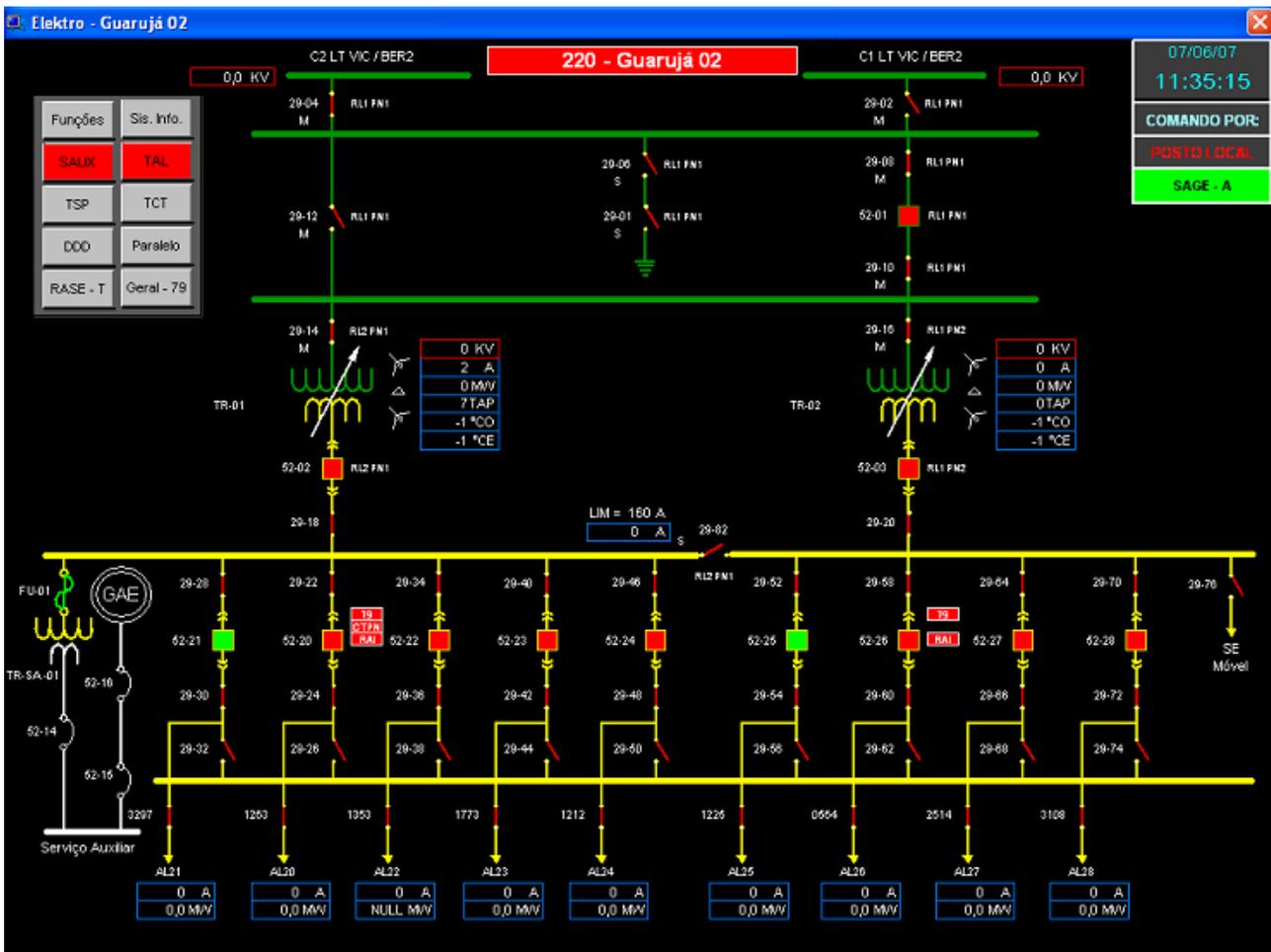


Figura 8. Tela Principal da IHM Local

A Figura 10 mostra a tela das grandezas analógicas associadas ao alimentador. As medições incluem correntes, tensões fase-neutro e fase-fase para as três fases, potência ativa e reativa, fator de potência, frequência, a corrente de cada fase durante a última falta no alimentador, número de religamentos para cada tentativa de religamento, desgaste acumulado do disjuntor, tempo de operação do último trip por atuação da proteção e localização da falta.



Figura 10. Medições Analógicas do Alimentador

As telas de alarme e do registrador seqüencial de eventos (“*Sequential Events Recorder*” – SER) são mostradas na Figura 11 e Figura 12. Filtros podem ser aplicados para localizar um determinado evento ou alarme por data, grau de severidade, texto do alarme, bay, etc. Ambos os alarmes e a seqüência de eventos são exibidos com resolução de 1 milissegundo.



Figura 11. Tela de Alarmes

O sistema DC é também monitorado através de um IED. Um controlador de automação programável foi usado para esta

finalidade. Tanto o retificador quanto o conjunto de baterias são monitorados por este IED, o qual também se comunica através da suite de protocolos IEC 61850. Os seguintes pontos são monitorados:

- DC para terra
- DC baixa
- DC alta
- Bateria em descarga
- Fonte de alimentação AC para o retificador anormal
- Retificador com defeito

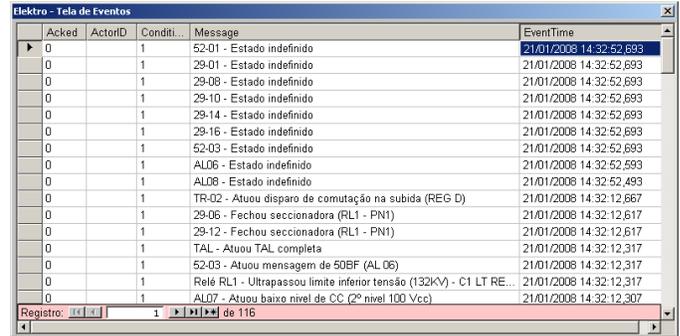


Figura 12. Tela do SER

Cada um dos IEDs do sistema também monitora sua própria fonte de alimentação DC. Este monitoramento foi habilitado nos IEDs, de forma que qualquer alarme gerado no IED é enviado para o sistema de supervisão usando mensagens MMS via IEC 61850. Esses dados vão ser exibidos na lista de alarmes e no SER. A tela de monitoramento do sistema DC está mostrada na Figura 13.

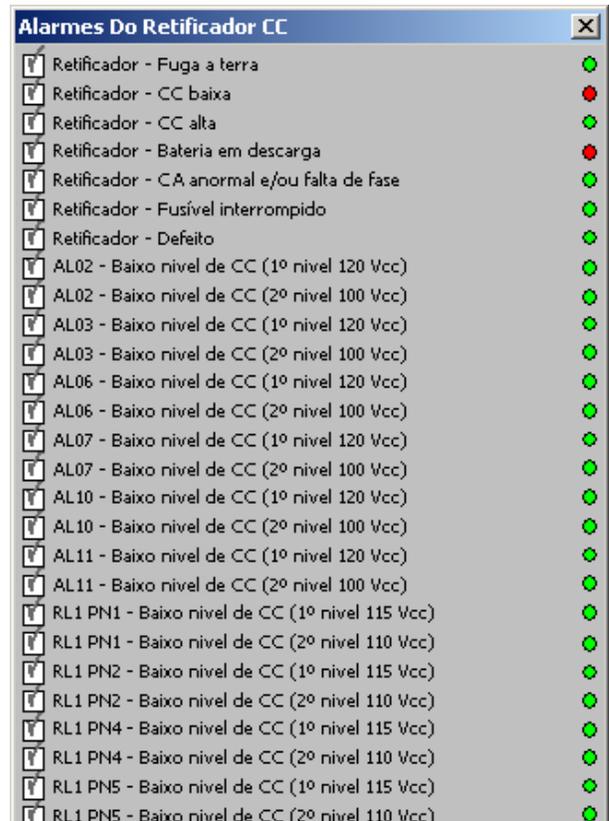


Figura 13. Tela de Alarmes do Sistema DC

VIII. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO, E INTERTRAVAMENTO

Um dos principais benefícios da implementação da norma IEC 61850 neste projeto foi o uso do protocolo IEC 61850 GOOSE via sistema de comunicação *peer-to-peer* para troca de mensagens entre diferentes IEDs, aplicando os dados dessas mensagens nos esquemas lógicos de automação e intertravamento.

A experiência anterior da Elektro em projetos de digitalização de subestações mostrou que os IED associados aos transformadores de potência representavam os pontos críticos do projeto. O número de entradas e saídas digitais disponíveis era insuficiente para troca de todas as informações necessárias para implementação dos esquemas lógicos desejados.

A filosofia do novo projeto permitiu o desenvolvimento e implementação de todas as funções de automação e lógicas usando as entradas e saídas disponíveis em cada relé.

A melhoria das condições de operação da subestação com o uso de automatismos para manobras de equipamentos que antes eram executadas pelos operadores resultou no aumento da confiabilidade, segurança e disponibilidade do sistema, bem como na redução significativa do tempo de interrupção a que os consumidores eram submetidos.

Todos os esquemas discutidos nesta seção são implementados usando mensagens GOOSE.

A. Proteção de Falha do Disjuntor (50BF)

A função de proteção 50BF tem a finalidade de minimizar os danos ao sistema e aos equipamentos durante uma falta com falha de abertura do disjuntor após ter recebido um comando de trip da proteção. Em outras palavras, quando ocorre uma falta no alimentador, o relé envia um comando de trip para o respectivo disjuntor; caso este disjuntor não abra em um determinado tempo, o relé envia um comando de trip para o disjuntor do secundário do transformador de potência, que é, neste exemplo, o disjuntor de entrada do barramento de 13,8 kV. No passado, havia um problema quando a chave seccionadora de interligação de barras de 13,8 kV (DS8 na Figura 2) estava fechada. Neste caso, o comando de abertura emitido pela função 50BF do relé do alimentador deve ser enviado para o disjuntor do transformador de potência que está conectado ao barramento do alimentador—que pode ser qualquer um dos transformadores, ou ambos os transformadores de potência.

O uso das mensagens GOOSE propiciou a operação do esquema lógico de acordo com as configurações do sistema. Em outras palavras, se a chave seccionadora de interligação de barras do 13,8 kV estiver fechada, o comando de trip será enviado para os dois transformadores de potência. Se o disjuntor do secundário de um dos transformadores de potência já estiver aberto, nada será modificado; se o disjuntor estiver fechado, ele será aberto e a falta no alimentador será eliminada.

Para permitir testes ocasionais de manutenção dos equipamentos, este esquema lógico inclui recursos para

bloqueio e desbloqueio por comando remoto usando mensagens MMS via protocolo IEC 61850 ou, no modo local, via painel frontal dos IEDs dos alimentadores.

A Figura 14 ilustra o uso das mensagens GOOSE para envio do comando de abertura para o disjuntor do secundário do transformador de potência quando de ocorrência de falha do disjuntor do alimentador.

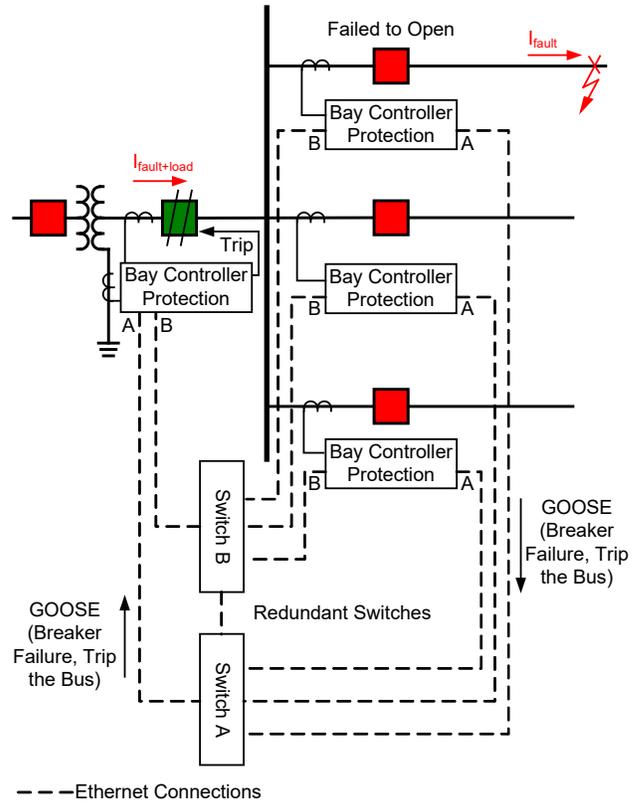


Figura 14. Implementação do Esquema de Falha de Disjuntor Usando Mensagens GOOSE

Conforme mencionado na Seção IV, os relés são conectados a dois *switches* Ethernet, propiciando conexões redundantes entre os IEDs. Isso é muito importante para o esquema de falha de disjuntor, pois aumenta significativamente a confiabilidade do esquema no caso de falha em uma das rotas, conforme mostrado na Figura 15. Mesmo que haja uma falha em um dos cabos de comunicação ou em um dos *switches* Ethernet, será enviado um comando de trip para abertura do disjuntor do secundário do transformador de potência.

B. Proteção do Barramento de 13,8 kV

Foi adotado um esquema de seletividade lógica para fornecer proteção de alta velocidade contra faltas internas à subestação, como no exemplo do barramento de 13,8 kV. Esta lógica envolve a troca de informações entre os *bay controllers* dos transformadores de potência e os relés dos alimentadores através de uma rede de comunicação.

Uma falta bem próxima (“*close-in*”) em qualquer um dos alimentadores é eliminada rapidamente pelo elemento de

sobrecorrente instantâneo dos relés dos alimentadores (ver Figura 16).

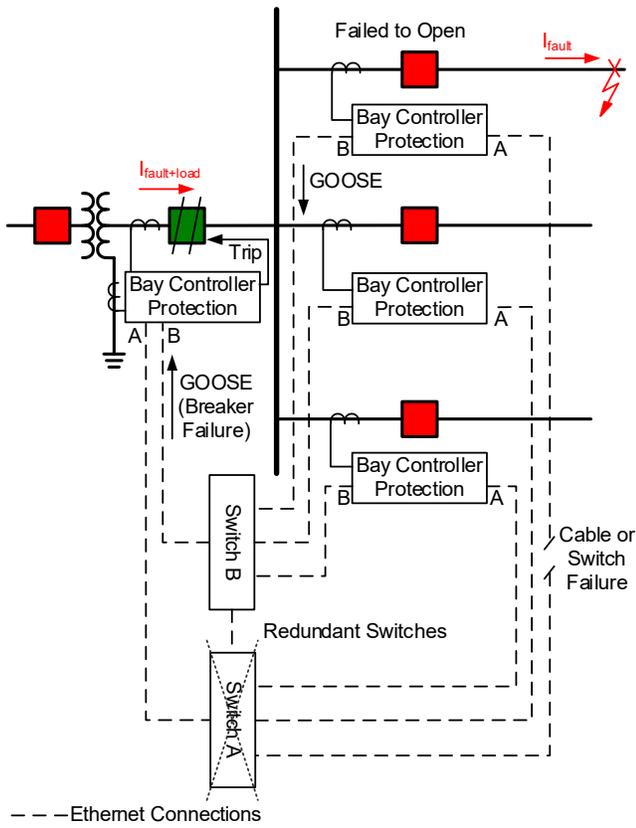


Figura 15. Esquema de Falha de Disjuntor no Caso de Falha do Cabo ou do Switch Ethernet

Num esquema de coordenação tradicional, o elemento de sobrecorrente instantâneo do relé do secundário do transformador de potência é bloqueado pois não é possível sua coordenação com a função de sobrecorrente dos alimentadores. Falhas na barra de 13,8 kV são eliminadas num período de tempo relativamente longo, em torno de 500 milissegundos (ver Figura 17).

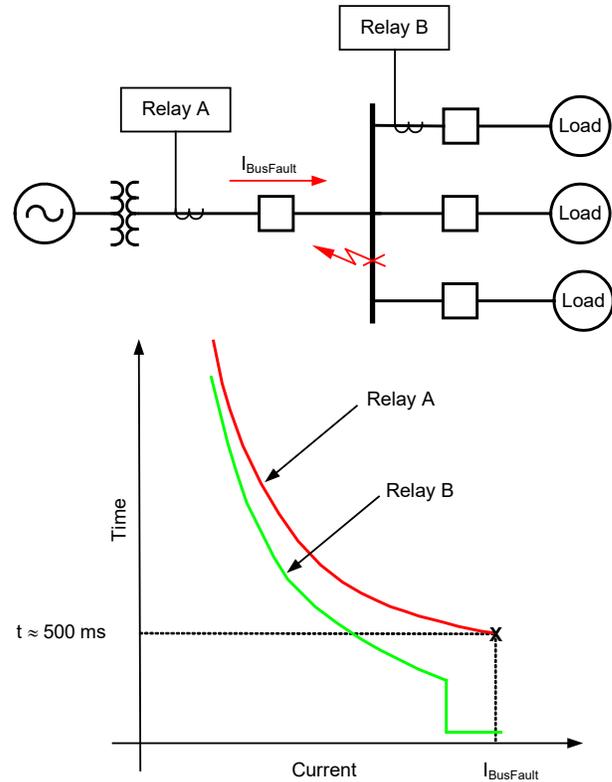


Figura 17. Coordenação Tradicional: Tempo Elevado para Eliminação de uma Falta na Barra

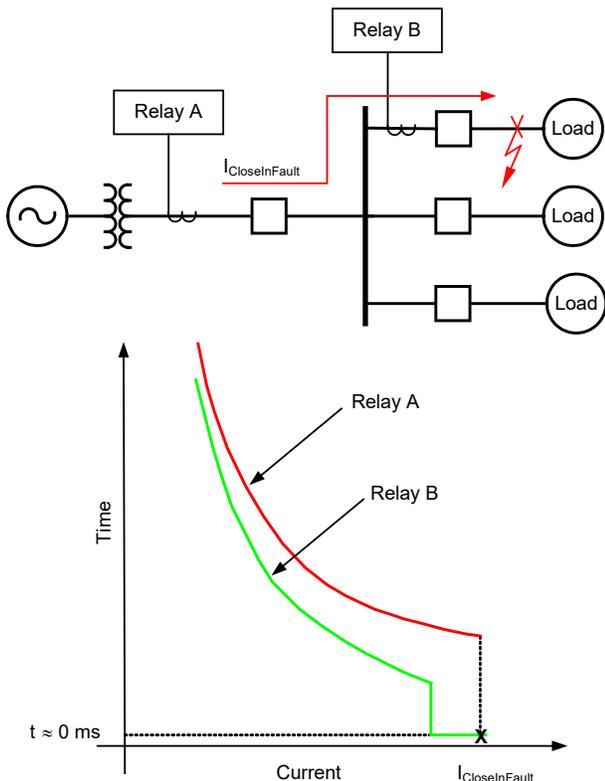


Figura 16. Tempo de Eliminação de uma Falta Close-in no Alimentador

Um esquema de seletividade lógica elimina rapidamente as falhas na barra de 13,8 kV, melhorando a segurança das equipes de trabalho, minimizando os danos e prolongando o tempo de vida útil dos equipamentos da subestação.

Neste esquema, um elemento de sobrecorrente de tempo-definido é habilitado no relé do secundário do transformador de potência para detecção de falhas na barra de 13,8 kV. A temporização é ajustada em 100 milissegundos. Para evitar que esse elemento de sobrecorrente de tempo-definido opere de forma não coordenada para uma falha em um dos alimentadores, os relés dos alimentadores enviam um sinal para bloqueio do mesmo sempre que for detectada uma falha dentro de sua área de atuação. As mensagens GOOSE são usadas para essa finalidade. A Figura 18 ilustra um exemplo da filosofia adotada para esta função.

A troca de mensagens GOOSE é baseada na associação de aplicações *multicast*. Se houver variação no valor de um ou vários *DataAttributes* de um *constraint* funcional específico (por exemplo, *st*) do *Dataset*, o *buffer* de transmissão do *publisher* é atualizado pelo serviço local "publish" e os valores são transmitidos através de uma mensagem GOOSE. Ver [2] para informações adicionais.

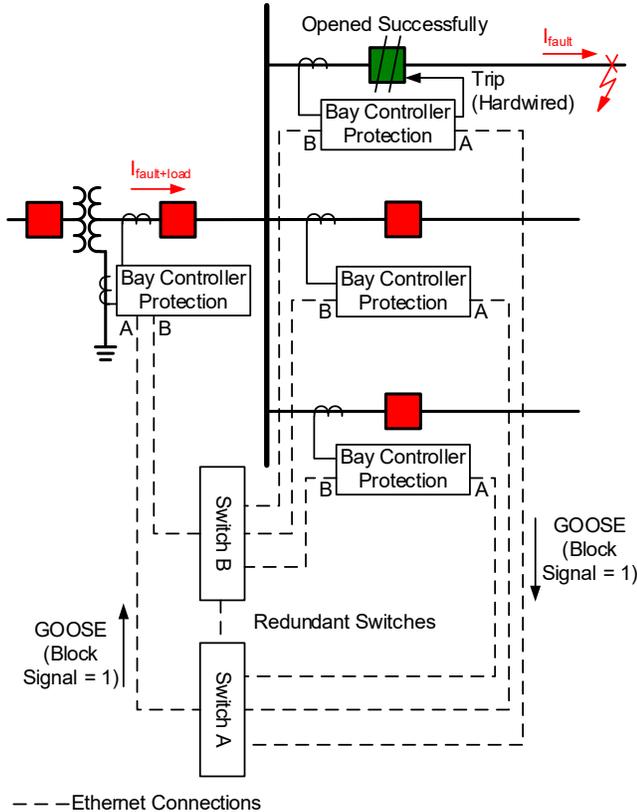


Figura 18. Mensagem GOOSE para Bloqueio do Elemento de Sobrecorrente Rápido do Alimentador de Entrada

Quando não há nenhuma alteração no valor de qualquer um dos *DataAttributes* de um *constraint* funcional específico do *Dataset*, as mensagens GOOSE são transmitidas em intervalos de tempo predeterminados de acordo com o ajuste “*Max. Time*,” mostrado na Figura 19. O ajuste “*Max. Time*” representa um período de tempo em milissegundos. O “*Max. Time*” é o intervalo entre as mensagens GOOSE, após a queda exponencial, e o instante onde não existem alterações no *GOOSE Dataset*.

Figura 19 Ajustes para Transmissão de Mensagens GOOSE

O IED que recebe a mensagem (*Subscriber IED*) reconhece o valor de “*Max. Time*,” de forma que ele possa detectar se a mensagem GOOSE não foi recebida dentro do tempo máximo esperado, o que pode indicar uma falha no sistema de comunicação. Os IEDs aplicados neste projeto possuem uma variável específica para detecção dessa condição de falha. Essa variável, “*Message Quality*,” está destacada na

Figura 20; ela não é transmitida na mensagem GOOSE, mas é criada e controlada pelo “*Subscriber IED*.” Cada mensagem GOOSE subscrita por um determinado IED tem uma variável *Message Quality* associada à condição de recepção da mensagem. Na Figura 20, observe que a *Message Quality* da mensagem GOOSE publicada pelo IED AL20 (Alimentador 20) está associada com a variável CCIN048 do IED RP1TR1 (*bay controller* do Transformador 1). As variáveis CCINnn representam as entradas binárias virtuais que podem ser usadas na lógica interna do IED.

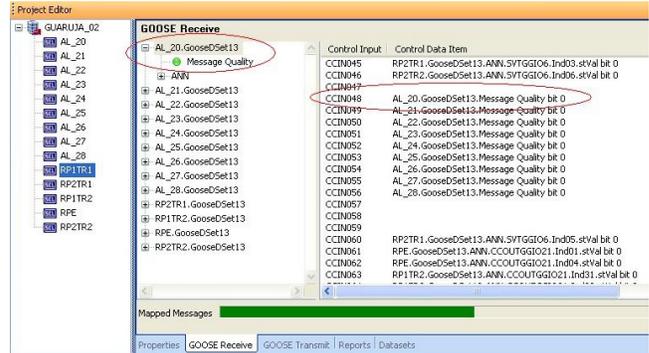


Figura 20. Variável Message Quality Especificada para uma Entrada do Cartão de Comunicação

A equipe de engenharia usou a variável *Message Quality* para gerar alarmes na IHM, indicando falhas na recepção de mensagens GOOSE. A variável *Message Quality* aparece no esquema de seletividade lógica para bloqueio do trip do elemento de sobrecorrente rápido do relé do secundário do transformador de potência no caso de uma falha no sistema de comunicação, pois esta situação poderia gerar uma descoordenação entre as proteções de sobrecorrente do alimentador e do secundário do transformador de potência (ver Figura 21). Quando ocorre uma falha no sistema de comunicação, o tempo de operação dos elementos de sobrecorrente corresponde àquele do esquema de coordenação tradicional.

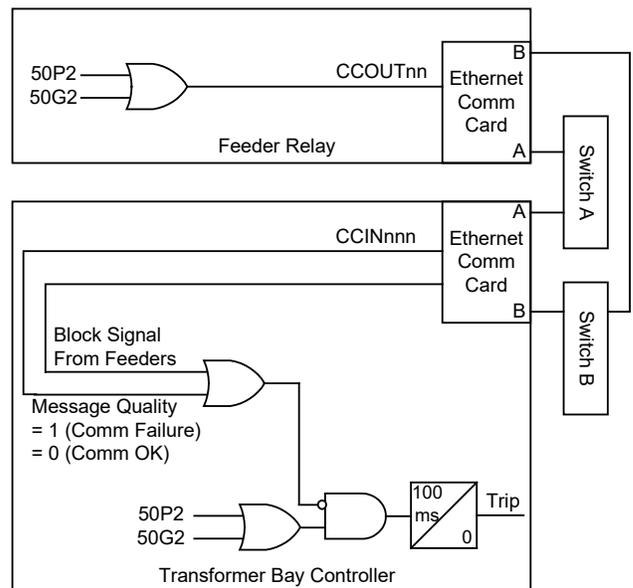


Figura 21. Lógica de Proteção de Barras

C. Transferência Automática de Linhas

Para atender aos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica, as interrupções de tensão nas subestações não podem ter duração maior do que um minuto; interrupções maiores penalizam os índices de qualidade. A filosofia normal de operação das subestações no atual projeto da Elektro corresponde a duas linhas energizadas, com apenas uma chave seccionadora fechada. Na Figura 2, observe que somente uma das chaves seccionadoras, DS1 ou DS2, permanece fechada durante condições normais de operação. Se houver interrupção de tensão na linha de transmissão de 138 kV que está alimentando a subestação, a transferência de linha deverá ser executada no máximo em 30 segundos, ou seja, a linha de 138 kV adjacente deverá fornecer alimentação para restabelecimento da subestação, desde que haja tensão nesta linha.

A lógica de transferência automática de linhas desenvolvida para o *bay controller* da entrada de 138 kV usa mensagens GOOSE para receber e transmitir informações para/dos demais IEDs, incluindo as seguintes funcionalidades e considerações:

- Quando a transferência automática da linha é iniciada, o esquema de transferência automática de linhas deve ser bloqueado automaticamente caso um dos outros esquemas de automação da subestação tenha iniciado antes e possa interferir nesta lógica específica.
- As condições impeditivas para reenergização dos transformadores de potência devem bloquear o esquema de transferência automática de linhas; contudo, se a chave seccionadora desse transformador estiver aberta (DS6 e DS7 na Figura 2), as condições de bloqueio do esquema referentes ao transformador podem ser ignoradas, e o transformador remanescente pode ser energizado, fornecendo tensão para a barra de 13,8 kV.
- A lógica requer indicações redundantes do status do disjuntor principal e das chaves seccionadoras de entrada de linha, as quais são coletadas pelo *bay controller* da linha de 138 kV e *bay controllers* dos transformadores. Os IEDs associados aos transformadores de potência também coletam o status dos equipamentos de entrada da subestação, permitindo a verificação e correção das inconsistências nas informações dos IEDs associados ao bay de 138 kV.

Se o *bay controller* da entrada de 138 kV for liberado para manutenção, os *bay controllers* dos transformadores de potência podem assumir esta função, uma vez que este esquema também foi programado nos mesmos, garantindo a redundância.

D. Transferência de Carga entre Transformadores de Potência

O esquema de transferência automática de cargas consiste em operações seqüenciais para efetuar automaticamente as

manobras necessárias para liberação de um transformador de potência para manutenção, transferindo a carga para o transformador adjacente sem que ocorra interrupção da fonte de energia. Quando a manutenção do transformador é finalizada, o esquema de automação retorna a configuração da subestação à condição normal de operação. O objetivo deste automatismo é evitar erros humanos que possam ocorrer durante as operações de chaveamento para transferência das cargas.

Este esquema lógico é mais complexo do que o de transferência automática de linhas. Além de envolver a troca de mensagens GOOSE, é necessário que mensagens MMS sejam trocadas entre os IEDs e o gateway. Como exemplo, o automatismo executa os seguintes passos para liberação do transformador de potência TR1 (ver Figura 2):

1. Os *bay controllers* dos transformadores de potência enviam o valor da demanda atual de potência para o *gateway* via mensagens MMS. A soma da demanda atual dos transformadores deve ser menor que o limite da potência máxima do transformador que vai receber a carga total para que a lógica seja executada.
2. Quando a lógica é iniciada, uma mensagem GOOSE é enviada para os demais IEDs para bloqueio temporário de qualquer outra lógica de automação da subestação.
3. O *gateway* envia uma mensagem MMS para os *controllers* do regulador de tensão, bloqueando o controle automático de tensão e colocando o sistema automático de regulação de tensão na posição manual.
4. O *gateway* envia comandos, via mensagens MMS, para os *controllers* do regulador de tensão de forma a manter os comutadores de taps em carga (“*Load-Tap Changers*” – LTC) de ambos os transformadores de potência na mesma posição.
5. O *gateway* verifica se os LTCs de ambos os transformadores de potência estão na mesma posição.
6. O *gateway* envia o comando para o *bay controller* do transformador de potência para fechar a chave seccionadora de interligação de barras DS8.
7. O *gateway* envia o comando para o *bay controller* do transformador de potência para abrir o disjuntor CB2, localizado no lado de baixa tensão do transformador TR1.
8. O *gateway* envia o comando para o *bay controller* do transformador de potência para abrir a chave seccionadora DS6, localizada no lado de alta tensão do transformador TR1.
9. O *gateway* envia um comando para que os *controllers* do regulador de tensão possam retornar o controle da tensão para a posição automática. Nesta etapa, o transformador de potência TR1 está liberado para manutenção.
10. O passo final deste automatismo é o desbloqueio dos outros esquemas de automação que foram bloqueados no início do processo.

E. Restabelecimento Automático da Subestação

Conforme pode ser observado na Figura 2, quando ocorre atuação da proteção diferencial ou da proteção interna de um dos transformadores de potência, todos os alimentadores são desenergizados, pois existe somente um disjuntor no setor de 138 kV.

Este esquema de automação é projetado para isolar o transformador de potência defeituoso através da abertura da chave seccionadora de 138 kV e do disjuntor do secundário do respectivo transformador, habilitando o religamento do disjuntor de 138 kV para reenergização dos alimentadores.

Esta lógica é iniciada com a atuação da proteção de um dos transformadores de potência, a qual abre o disjuntor de 138 kV (CB1) e o disjuntor do secundário do transformador com defeito (CB2 ou CB3). A partir desse ponto, o esquema de automação será responsável pela isolação do transformador defeituoso e pelo restabelecimento da carga de toda a subestação através do outro transformador de potência.

Como exemplo, a lógica executa os seguintes passos quando ocorre atuação da proteção do transformador TR1 (ver Figura 2):

1. O trip da proteção abre os disjuntores CB1 e CB2, e o esquema de automação é iniciado.
2. O *bay controller* da entrada de 138 kV envia uma mensagem GOOSE para os demais IEDs, bloqueando temporariamente qualquer outro automatismo existente na subestação.
3. O *bay controller* da entrada de 138 kV envia uma mensagem GOOSE para abertura de todos os alimentadores.
4. O *bay controller* da entrada de 138 kV envia uma mensagem GOOSE para o *bay controller* do transformador de potência para fechar a chave seccionadora de interligação de barras DS8.
5. O *bay controller* da entrada de 138 kV executa o comando de abertura da chave seccionadora DS6, localizada no lado de alta tensão do transformador de potência TR1.
6. O *bay controller* da entrada de 138 kV executa o comando de fechamento do disjuntor CB1, restabelecendo o fornecimento de energia para os alimentadores;
7. O *bay controller* da entrada de 138 kV envia mensagens GOOSE para o fechamento dos alimentadores, um a um;
8. O passo final desta lógica de automação é o desbloqueio dos demais esquemas de automação que foram bloqueados no início do processo.

F. Transferência Automática da Proteção de Neutro

Durante a transferência da carga de um alimentador para outro (manobra de *bypass*), a chave seccionadora de *bypass* deve ser aberta e fechada de forma monopolar. Esta ação

causa o aparecimento de corrente residual que é medida pelos relés de proteção dos dois alimentadores envolvidos no processo de *bypass*. O objetivo desta manobra é liberar o disjuntor de um dos alimentadores para manutenção.

Para liberação do Disjuntor 52-20, conforme mostrado na Figura 1, transferindo a carga para o Disjuntor 52-22, o processo de transferência da carga consiste nos seguintes passos:

1. Fechar a Chave Seccionadora 29-26, que é monopolar, ou seja, o pólo de cada fase será fechado um por vez.
2. Fechar a Chave Seccionadora 29-38, que também é monopolar. As correntes residuais serão então medidas pelos relés de sobrecorrente dos dois alimentadores. Se o elemento de sobrecorrente de neutro não for bloqueado, ele poderá ser ativado, dependendo do valor da carga e da distribuição das correntes.
3. Abrir o Disjuntor 52-20.
4. Abrir as Chaves Seccionadoras 29-22 e 29-24, liberando o Disjuntor 52-20 para manutenção.

A proteção de sobrecorrente de neutro dos dois alimentadores deve ser bloqueada durante o processo de transferência da carga. Se ocorrer uma falta monofásica em um dos alimentadores durante a manobra, o relé do secundário do transformador de potência vai emitir o trip, desenergizando toda a barra de 13,8 kV, o que caracteriza uma situação não desejada.

Para evitar esta situação, foi desenvolvido um esquema de automação para transferência da proteção de neutro dos alimentadores para o relé do secundário do transformador de potência durante o processo de transferência da carga. Este esquema de automação permite a transferência segura da carga entre os alimentadores. Ao ser iniciado o processo de transferência da carga, o esquema de automação é ativado na seguinte seqüência:

1. Os *bay controllers* dos dois alimentadores enviam mensagens GOOSE para o *bay controller* do transformador de potência, informando que uma manobra de transferência está sendo executada e que a proteção de neutro de ambos os alimentadores está bloqueada.
2. O *bay controller* do transformador de potência ativa uma função de sobrecorrente de neutro para substituir a função de sobrecorrente de neutro dos alimentadores.
3. Se o elemento de sobrecorrente de neutro do *bay controller* do transformador detectar uma falta e não houver recebido o sinal de bloqueio dos alimentadores, isso significa que a falta está localizada na barra de 13,8 kV ou em um dos alimentadores envolvidos na manobra de transferência, pois os elementos de sobrecorrente de neutro desses alimentadores estão bloqueados.

4. O bay controller do transformador de potência envia uma mensagem GOOSE para abertura dos disjuntores dos alimentadores envolvidos na manobra de transferência.
5. Se a falta não for eliminada, o bay controller do transformador envia um comando para abertura do disjuntor do secundário do transformador de potência.

A lógica de automação deste esquema está ilustrada na Figura 22.

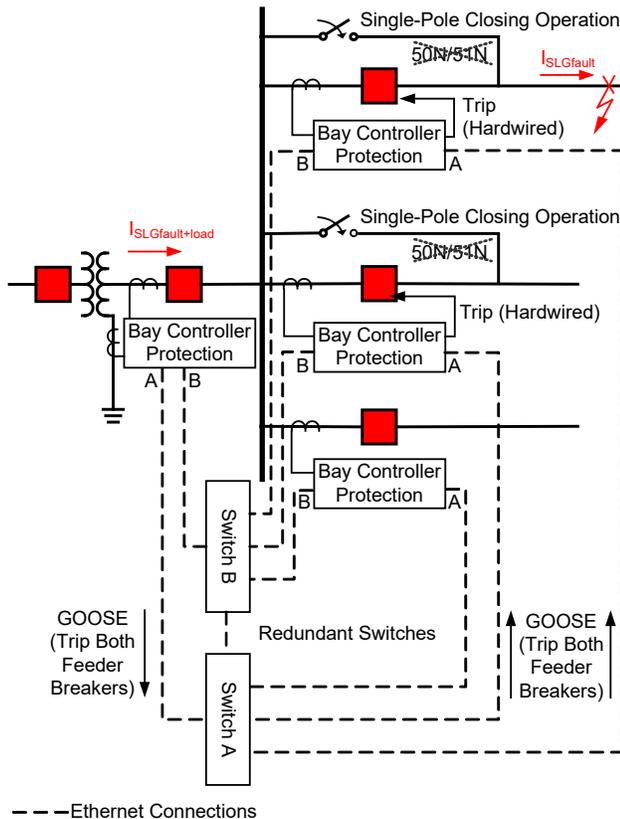


Figura 22. Proteção de Sobrecorrente de Neutro do Alimentador Transferida dos Relés dos Alimentadores para o Relé do Transformador Durante o Processo de By-Pass

IX. PLATAFORMA DE TESTES

Uma réplica completa do sistema de automação de uma subestação típica foi criada no laboratório de automação do fornecedor para execução dos testes de plataforma do projeto. Todos os disjuntores, chaves seccionadoras, sensores, etc., foram simulados neste sistema. Esta plataforma será usada para implementação do projeto de todas as subestações durante quatro anos.

Os objetivos da plataforma consistem na execução de todos os testes de aprovação do sistema para validação do mesmo como um todo, verificando exaustivamente a consistência dos esquemas lógicos de todas as 30 subestações antes da energização de cada uma delas. Usando esta plataforma, a Elektro pode observar e validar informações tais como a velocidade da comunicação entre os IEDs e o tráfego de dados do sistema. A plataforma de testes está mostrada na Figura 23.



Figura 23. Plataforma para Testes no Laboratório

A plataforma de testes agiliza os testes de comissionamento e reduz os erros encontrados durante os testes de campo. Isso garante que todos os esquemas lógicos sejam validados no início do comissionamento e que nenhuma modificação seja necessária durante os testes de campo. É importante observar que não é necessário alterar a fiação da plataforma de testes para diferentes subestações, uma vez que a troca de informações entre os IEDs é efetuada através de mensagens GOOSE; portanto, somente os ajustes dos IEDs são modificados.

X. CONCLUSÕES E RESULTADOS

Após a experiência prática observada nos primeiros meses de operação da Subestação Guarujá 2 modernizada, os resultados são totalmente satisfatórios, não apenas pela redução no número de intervenções para manutenção dos novos equipamentos, como também pela redução significativa na interrupção do fornecimento de energia para os consumidores como resultado do rápido restabelecimento do sistema após uma perturbação. Situações que no passado precisavam de duas a três horas para serem identificadas, analisadas e liberadas para reenergização, podem agora ser reenergizadas quase que imediatamente em função dos esquemas robustos de automação implementados.

A Elektro observou os seguintes benefícios adicionais:

- O acesso técnico remoto e a aquisição automática de oscilografia contribuem para a análise e tomada de decisões rápidas.
- O monitoramento dos equipamentos permite que a manutenção seja feita de forma mais inteligente e econômica.
- A padronização dos projetos e esquemas lógicos, o uso de mensagens GOOSE via protocolo IEC 61850 e os testes realizados previamente no laboratório propiciam uma redução de 40% no tempo de comissionamento do sistema de automação de cada subestação.

- O uso de mensagens GOOSE via protocolo IEC 61850 reduziu o volume de cabos de cobre utilizados no projeto de modernização em 50%, quando comparado às soluções tradicionais.
- A redução nos tempos de eliminação das faltas contribui para a melhoria da qualidade de energia, uma vez que reduz o tempo dos afundamentos de tensão. Essa redução também contribui para um aumento no tempo de vida útil dos equipamentos, especialmente a dos transformadores de potência.

O esquema lógico para restabelecimento automático da subestação permite a reenergização das cargas através do transformador de potência não defeituoso, melhorando os índices de qualidade. Numa perturbação real, após a modernização das subestações, 17.000 consumidores tiveram a energia restabelecida em alguns segundos por meio deste esquema de automação. Sem este esquema lógico, o tempo de interrupção para os consumidores seria em torno de 1,5 hora.

XI. REFERÊNCIAS

- [1] J. Alzate, D. Dolezilek, V. M. Flores, and D. Espinosa, "Case Study: Design and Implementation of IEC 61850 From Multiple Vendors at CFE La Venta II," proceedings of the 9th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2007.
- [2] Communication Networks and Systems in Substations, IEC Standard 61850, Aug. 2007.

XII. BIOGRAFIAS

Sérgio Kimura trabalha como engenheiro de automação na Elektro Eletricidade e Serviços S.A. Ele recebeu o diploma em Engenharia Elétrica do Centro Universitário Salesiano de São Paulo–UNISAL. Na Elektro, ele trabalha há dez anos na área de automação de subestações da distribuição, sendo responsável pela especificação dos sistemas de automação das subestações da distribuição (69 kV a 138 kV). Atualmente, está envolvido no processo de implementação dos sistemas integrados de automação e proteção de 30 subestações usando o protocolo IEC 61850.

André Campos Rotta é consultor do Departamento de Engenharia da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. Ele recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1990 e especializou-se em sistemas elétricos de potência na Unicamp–Universidade Estadual de Campinas. Trabalha há 18 anos na área de projetos e construção e é responsável pelo desenvolvimento, automação, proteção e controle de todas as novas subestações da Elektro.

Ricardo Abboud recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia em 1992. Em 1993, ele começou a trabalhar na CPFL Paulista S.A. Como engenheiro de proteção na Divisão de Equipamentos de Proteção, suas responsabilidades incluíam manutenção, comissionamento, especificações, estudos e ajustes de relés e esquemas de proteção dos sistemas de potência. Em 2000, ele saiu da CPFL e ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como engenheiro de aplicação de campo, atuando em todo o Brasil. Suas responsabilidades incluíam fornecer treinamento e suporte técnico para os clientes nos serviços de automação e proteção das áreas de geração, transmissão, distribuição e indústrias. Em 2005, ele passou a ser o gerente de engenharia de campo, coordenando toda a equipe de engenharia da SEL no Brasil.

Rogério Menezes de Moraes recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica em 1993 da Universidade Federal Fluminense. Em 2007, ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de vendas. Ele tem 24 anos de experiência em avaliação técnico-econômica de projetos do sistema SCADA e proteção dos sistemas elétricos de potência. Sua experiência inclui o desenvolvimento e definição dos novos requisitos funcionais para projeto, testes e integração dos sistemas de proteção e SCADA.

Eduardo Zanirato recebeu seu diploma de engenheiro da Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Desde 2005, ele trabalha na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de aplicação. Sua experiência inclui proteção e controle de sistemas elétricos, fornecimento de suporte técnico para os clientes do Brasil nas aplicações de proteção e controle, e treinamento técnico de relés. Atualmente, ele é o coordenador técnico na implementação do sistema integrado via protocolo IEC 61850 de 30 subestações da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

Juliano de Sant'Anna Bahia recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica e Telecomunicações da Universidade Federal da Bahia em 2002. Ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de aplicação em sistemas de integração. Fornece suporte técnico para os clientes nas aplicações de controle e integração, participando de seminários e efetuando treinamentos técnicos. Sua experiência inclui testes de sistemas usando DNP3, IEC 870-5-101/104, Modbus, OPC e IEC 61850. Ele é membro do Grupo de Trabalho AG B5-51 do CIGRÉ sobre Controle Remoto e Automação de Subestações.