

Capítulo IX

Exemplos de automação em sistemas de supervisão e controle de subestações e redes de distribuição

A operação do sistema elétrico de potência é extremamente dependente das informações de estados, da análise confiável de dados e da velocidade para a tomada de decisão nas intervenções seguras do operador, tanto do ponto de vista do sistema como do humano.

Baseada em percepções e ações de operadores, a operação manual envolve riscos elevados para o sistema e para danos pessoais. Estes riscos são minimizados com o desenvolvimento e emprego da tecnologia digital em sistemas de supervisão e controle.

O atual porte, a importância e a dependência social e econômica da vida moderna não permitem, na operação dos sistemas elétricos, a utilização de métodos operativos ultrapassados. Além do mais, o estabelecimento de rígidas regras para os serviços de suprimento de energia elétrica estimula as concessionárias a investirem em sofisticadas ferramentas para aumentar a visibilidade, a agilidade e a precisão para operar o sistema elétrico como um todo.

A implantação e a modernização de sistemas de supervisão e controle de concessionárias de energia elétrica é uma preocupação constante nas últimas décadas. Muitos esforços de engenharia e investimentos são feitos para a obtenção da melhor

visibilidade e facilidade operativa possíveis. Este trabalho tem, então, o objetivo de apresentar alguns automatismos utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica associados às estruturas de comunicação empregadas nos SCADAS do sistema elétrico em geral.

Sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados (Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA)

Os sistemas de gerenciamento de processos tornaram-se popular com a evolução da tecnologia digital, intensificada a partir da década de 1960. Com o intuito aumentar a velocidade da operação, melhorar a confiabilidade, a segurança e a qualidade do suprimento de energia elétrica, a partir desta década, os primeiros projetos SCADAS passaram a fazer parte de concessionárias de energia elétrica em todo o mundo.

Com base em tecnologia “mainframe”, os sistemas eram de custo elevado e operação muito complexa. Exigiam muita interação humana com o processo e, gradativamente, suas funções de operação foram evoluindo em função do avanço tecnológico, permitindo sistemas mais complexos no automatismo. A disponibilização de plataformas

computacionais de menor porte (PC) tornou o sistema mais simples e acessível em termos de hardware.

Em algumas empresas, os primeiros SCADAs foram aplicados somente nas subestações e na malha principal da rede em função da dificuldade de se obter o retorno financeiro dos investimentos necessários para sua implantação. Atualmente, devido à necessidade de atendimento aos requisitos rígidos de suprimento, à disponibilidade de tecnologia e aos custos de implantação e operação, o emprego do sistema foi estimulado, desde a geração à distribuição de energia elétrica.

Estímulos para implantação de SCADA na rede elétrica

Antes da implantação dos sistemas de supervisão e controle a distância, o sistema elétrico era controlado por equipes locais:

- O operador ou despachante do sistema, geralmente localizados nos chamados despachos de carga, reuniam e anotavam as informações obtidas de forma verbal, via rádio ou telefone, oriundas das equipes de rede ou das subestações;
- O operador de subestação, equipe ou indivíduo responsável por identificar as mudanças de estados de equipamentos, supervisiona as grandezas elétricas por meio de medidores analógicos, relata os eventos e executa as manobras dentro das subestações. Isso com tarefas definidas e orientadas pelo despacho de carga;
- O operador de rede, equipe ou indivíduo responsável por identificar as mudanças de estados de equipamentos de rede supervisiona as grandezas elétricas, informa os eventos e executa as manobras. As sequências de manobras e intervenções nos equipamentos da rede eram definidas e orientadas pelo despacho de carga.

A operação do sistema era extremamente dependente de pessoas, de suas percepções e dos seus entendimentos acerca dos fenômenos elétricos. A qualidade da troca de informações

era o fator que definia a qualidade e a segurança com que as tarefas eram executadas. A troca de informações na operação dos sistemas era feita por canais nem sempre confiáveis e com altas taxas de indisponibilidade.

As dependências operacionais, não raramente, ocasionavam inconvenientes e envolviam um grande número de falhas de percepção e de entendimentos. O resultado era percebido em um número significativo de manobras equivocadas, provocando algumas vezes danos materiais e até humanos.

As grandezas elétricas para a operação do sistema eram obtidas por instrumentos de medição analógicos com seus erros próprios elevados que somavam aos erros de

comunicação entre os indivíduos.

A operação executada pelo operador local geralmente dispunha de poucos automatismos. Os controles eram executados por sistemas complexos, com diversos componentes eletromecânicos, que reduziam significativamente a confiabilidade dos esquemas operacionais.

A tecnologia digital microprocessada, utilizada pelos equipamentos de proteção, medição, controle e supervisão, veio atender às

necessidades operacionais de aquisição de informações do sistema elétrico com relés digitais, medidores de grandezas elétricas e módulos de aquisição de entradas e saídas com alta confiabilidade. A tecnologia moderna supriu as carências das gerações passadas, permitindo a implantação de sistemas com uma grande visibilidade, além de maior precisão nas manobras, aumento da segurança, da velocidade e da estabilidade do sistema elétrico.

Estruturas de sistemas de supervisão e controle de subestações

A operação do sistema elétrico, normalmente utilizada por concessionárias de energia elétrica em geral, está baseada na



Monitor de Transformadores SEL-2414

Solução integrada para a regulação de tensão e monitoramento térmico em transformadores de potência, conforme a norma IEEEC57.91:1995

- Controle de tap e de estágios de ventilação forçada;
- Medições de temperaturas como topo do óleo, ponto quente, ambiente;
- Monitoramento com dados de histórico térmico, envelhecimento, perda de vida útil, desgastes;
- Integração com demais relés e IED's via protocolos, como IEC61850, incluindo troca de mensagens GOOSE

SEL SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (19)3515.2000 - www.selinc.com.br

coleta, no processamento, na análise e no armazenamento de dados analógicos e digitais adquiridos nas subestações. Os dados são medidos por meio de diversos tipos de sensores instalados nos equipamentos das respectivas plantas, que podem ser usinas de geração de energia, subestações de transmissão, subestações de distribuição, redes de transmissão ou redes de distribuição. Os dados são obtidos geralmente em locais remotos e transmitidos para um centro computacional em que são gerenciados e controlados.

Os sistemas são compostos por diversas camadas, que recebe o nome de nível hierárquico. Cada nível é responsável por uma parte do processo de aquisição e controle de dados. O SCADA é formado basicamente por módulos digitais de aquisição e controle (entradas e saídas digitais), por módulos de aquisição de entradas e saídas analógicas, por processadores de lógicas, por rede de comunicação, por interfaces com usuários, por equipamentos de comunicação e softwares para diversas aplicações.

O exemplo da Tabela 1 apresenta uma estrutura de hierarquia para SCADAS aplicada a sistemas de energia elétrica. Em função das características de cada empresa, pode ser necessário um número maior ou menor de níveis operativos. Quanto maior a quantidade de níveis maior é a complexidade no trânsito de informações e maior o investimento necessário para implantação e manutenção do

Centro de operação do sistema Plataformas computacionais – SCADA remoto	Nível 5
Centro de operação regional Plataformas computacionais – SCADA remoto	Nível 4
Interface homem-máquina local Plataforma computacional – SCADA local	Nível 3
Unidade central de subestação Processadores, gateways de comunicação IED (Intelligent Electronic Device)	Nível 2
Relés de proteção, unidades de controle de Bay, medidores Equipamento	Nível 1
Disjuntores, seccionadoras, controles de Tap, reguladores de carga e frequência etc.	Nível 0

sistema.

A principal função do SCADA, a obtenção de dados, a partir da qual todo o sistema se torna possível, é realizada pelos equipamentos de proteção, controle e medição, baseados em processadores digitais, chamados de Intelligent Electronic Device (IED).

Os IEDs são responsáveis pela interface para obtenção dos dados que alimentam a base do SCADA com:

- Medidas analógicas como tensões, correntes, grandezas elétricas derivadas (potência e energia), frequência, temperaturas, velocidades etc. – grandezas medidas em números reais diretamente de instrumentos de medidas (transformadores de corrente, transformadores de potencial, transdutores etc.);
- Medidas digitais como estados físicos de equipamentos de manobras (a exemplo de disjuntor aberto/fechado, seccionadora aberta/fechada), estado de saúde de equipamentos (como retificador normal/falha, relé normal/falha), leituras de posição (posição de tap de transformador medida por meio de pontes de diodos) – grandezas medidas digitalmente por estado 0 ou 1 (verdadeiro / falso) fornecidas diretamente pelos equipamentos elétricos, por relés auxiliares ou por medidores de posição;
- Controle ou envio de ordens para mudanças de estados de equipamentos – são os comandos para mudanças de estados, que são encaminhados aos equipamentos elétricos via interface física (contatos). A origem de uma ordem de controle é decorrente de uma necessidade operativa ou o resultado de um processamento lógico (automatismo). O início dos processos de mudanças de estados dos equipamentos deve ser possível nos diversos níveis hierárquicos, com a possibilidade de configurações de restrições;
- Gerenciamento de comunicação – transformação dos

dados medidos e/ou calculados em informações inteligíveis para o nível hierárquico superior. As informações são transmitidas em linguagem estruturada, ou seja, via protocolos de comunicação.

A unidade central de processamento da subestação exerce a função de concentração de dados, gerenciamento de local de dados, gerenciamento de comunicação, processamento de lógicas no nível da subestação e permite a execução de todas as funções de supervisão e controle remoto da instalação com velocidade, segurança e a menor intervenção humana possível.

A habilidade para controlar o sistema elétrico em tempo real é uma função-chave, que depende fundamentalmente dos equipamentos de aquisição e das facilidades de comunicação entre as diversas camadas.

A disponibilidade de todos os equipamentos que compõem os SCADAS deve ser uma preocupação constante das concessionárias. A responsabilidade pela qualidade do suprimento não é mais tão fortemente dependente de ações humanas e muito mais dependente do bom funcionamento do sistema como um todo. Quanto menores as taxas de falhas dos equipamentos utilizados, melhor será a percepção do cliente para a qualidade do suprimento.

A comunicação é feita por diversos tipos de meios físicos e de forma estruturada, preferencialmente padronizada por

normas e em múltiplos arranjos de arquitetura de rede de sde comunicação utilizados para a troca de informações entre os níveis hierárquicos de SCADAS:

TABELA 2 – EXEMPLOS TÍPICOS DE REDES COMUNICAÇÃO SCADA			
Meio Físico	Tipo de Comunicação	Padrão	Normas
Metálico	Serial	EIA 232 EIA 485	MODBUS RTU DNP3.0 IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-103
	TCP/IP	10/100BASE T	MODBUS TCP DNP3.0 LAN/WAN IEC 60870-5-104 IEC 61850
Fibra ótica	Serial	EIA 232 EIA 485	MODBUS RTU DNP3.0 IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-103
	TCP/IP	100BASE FX	MODBUS TCP DNP3.0 LAN/WAN IEC 60870-5-104 IEC 61850
Sem fio (rádio)	Serial	FSK / GFSK	MODBUS RTU DNP3.0 IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-103
	TCP/IP	IEEE 802.11	MODBUS TCP DNP3.0 LAN/WAN

O SCADA é um sistema de múltiplos dados usualmente chamados de pontos. Os pontos de um sistema de supervisão e controle podem ser do tipo físico (medido ou monitorado) ou ponto lógico, que são obtidos por meio de cálculos internos nos IED ou por processamento de softwares em plataformas computacionais. O conjunto dos pontos físicos e lógicos compõe a base de dados do sistema que é utilizada para a operação local, operação à distância, registros de eventos, históricos e automatismos no sistema elétrico.

As interfaces do SCADA com os operadores, em que os dados coletados e processados estarão disponíveis para serem monitorados, supervisionados e controlados são as chamadas Interfaces Homem Máquinas (IHM ou do Inglês HMI – Human Machine Interface).

As plataformas computacionais com softwares específicos para a função SCADA são utilizadas como IHM. Os dados de operação do sistema são apresentados nas IHM de forma padronizada independentemente dos equipamentos utilizados para a coleta e processamento das informações em cada planta e normalmente onde são verificados os passos e resultados dos automatismos realizados na operação do sistema.

A massa de dados coletada e a capacidade de processamento dos diversos níveis do SCADA são usadas para o desenvolvimento de

automatismos do sistema elétrico, com amplo uso na distribuição de energia elétrica.

Automação em SCADA da distribuição de energia elétrica

As tarefas executadas por processamentos lógicos que independem da intervenção humana são identificadas como automação do SCADA. O termo automação, em algumas ocasiões, é confundido indevidamente com a possibilidade de comandar e supervisionar remotamente os equipamentos do sistema elétrico.

A tecnologia digital utilizada nos sistemas de supervisão, controle e proteção permite que tarefas que anteriormente eram efetuadas pelos operadores das subestações ou das redes de distribuição sejam, agora, executadas por lógicas configuradas em cada um dos níveis hierárquicos. Essas tarefas são realizadas de forma mais segura, mais rápida e muito mais confiável quando comparadas com esquemas ultrapassados e dependentes de intervenções humanas. Alguns exemplos de lógicas utilizadas na distribuição estão apresentados a seguir:

- Transferência automática de alimentação – lógica implantada no nível dos relés de proteção digital para promover a troca da fonte de suprimento para cargas críticas, reduzindo ao menor tempo possível as interrupções de fornecimento nas ocorrências de falta de tensão na fonte principal.

A Figura 1 mostra o esquema de ligação dos IEDs em um esquema de transferência automática. Os relés de proteção supervisionam a tensão do barramento. Ocorrendo uma falta de tensão na alimentação normal, o suprimento é transferido para a alimentação reserva. O automatismo da transferência de alimentação permite que as condições operacionais do circuito sejam verificadas, antes do início das manobras de abertura do disjuntor normal e fechamento do disjuntor reserva, por exemplo:

- Existência de tensão normal na linha reserva;
- Não ter ocorrido nenhuma partida de proteção de sobrecorrente, indicando falta no lado da carga.

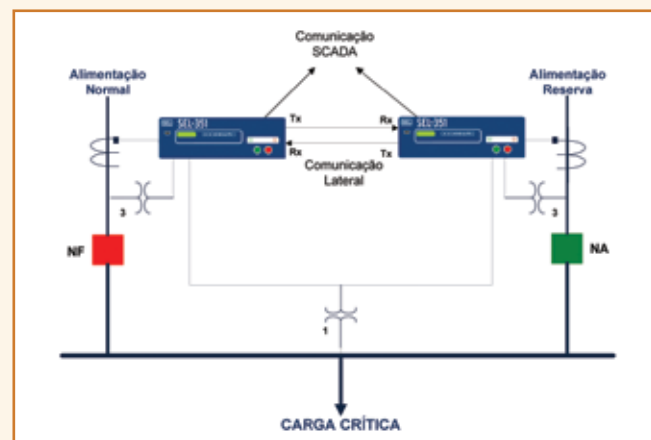


Figura 1 – Transferência automática de alimentação.

- Rejeição e recomposição automática de carga por variação de frequência – lógica implantada no nível dos relés de proteção digital para promover o corte de cargas durante as oscilações de potência do sistema.

Os esquemas de rejeição de carga por variações de frequência do sistema são importantes por contribuir para a recuperação da estabilidade do sistema elétrico. Durante as oscilações de carga, a quebra do equilíbrio entre a geração e o consumo pode ocasionar um colapso do sistema, provocando os desligamentos de grandes blocos de geração, transmissão e cargas da malha elétrica interligada.

Durante essas ocorrências de oscilação de potência, cada concessionária é responsável por rejeitar um montante de carga definido previamente. Em função da severidade do evento, um montante maior ou menor de corte de carga pode ser necessário para contribuir com a estabilização do sistema. As lógicas de rejeição associadas aos relés permitem que o corte seja mais gradual, seletivo e preciso se comparado com os esquemas ultrapassados que rejeitam a carga total da subestação.

Os esquemas com medição de frequência podem ser usados também para a recomposição automática da rede após a identificação, feita pelo relé de proteção, da normalização das condições nominais do sistema, ou seja, tensão e frequência dentro da faixa operativa normal. A recuperação automática, quando possível, reduz consideravelmente o tempo de interrupção de fornecimento dos consumidores atingidos.

- Seletividade lógica – lógica implantada no nível dos relés de proteção digital em esquema de comunicação entre relés de sobrecorrente instalados em cascata em diferentes pontos de um mesmo circuito, com o intuito de possibilitar a utilização das suas unidades instantâneas de proteção sem perda da seletividade, diminuindo os tempos de coordenação entre proteções distintas e, conseqüentemente, o tempo para eliminação de faltas.

Na prática, esta função traduz-se no envio de um sinal discreto de um determinado relé sensibilizado por uma corrente de falta para um relé a montante, o qual também está sentindo uma falta suficiente para sensibilizar qualquer uma de suas unidades de sobrecorrente. O relé a montante, tão logo perceba, por meio de uma entrada lógica, que o relé a jusante está sensibilizado para atuação, retardará em um tempo suficiente (milissegundos) o “trip” de suas funções instantâneas.

A Figura 2 apresenta um esquema de seletividade lógica, em que a proteção associada ao relé 1 detecta a falta e os relés 2 e 3 não detectam a falta. O esquema de seletividade lógica transmite ao relé 1 o sinal para a decisão de trip do disjuntor após um tempo conveniente de aguardo de sinal, eliminando a falta do barramento em um tempo menor que o usual para proteções temporizadas e coordenadas, reduzindo os danos causados pela falta.

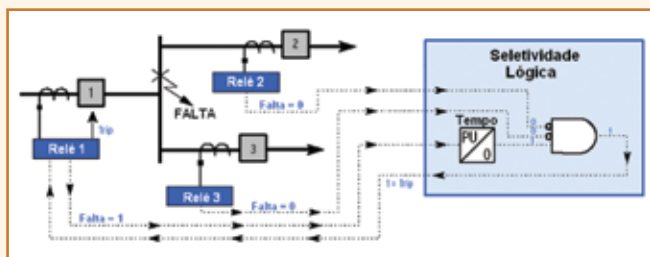


Figura 2 – Esquema de seletividade lógica.

- Controle automático de tensão – lógica implantada no nível das unidades inteligentes de controle para realizar o ajuste da faixa de tensão de transformadores de potência equipados com comutadores de tap.

Neste caso uma unidade inteligente de controle é empregada, fazendo a aquisição dos valores de medição de tensão. As variações de tensão para valores fora da faixa limite de operação normal transmitem um sinal de ordem de mudança de tap, fazendo a tensão ser mantida dentro dos limites estabelecidos de forma rápida e precisa.

- Controle automático de reativo – lógica implantada no nível das unidades inteligentes de controle para realizar o ajuste da energia reativa fornecida ou consumida pelo sistema de distribuição por meio do chaveamento de bancos de capacitores e/ou reatores.

Diversas opções de controle podem ser utilizadas para o chaveamento de bancos de reativos. O controle pode ser executado pela medição de tensão, medição do fator de potência, controle horário ou a combinação de um ou mais métodos de tomada de decisão.

- Manobra automática de impedimento de equipamentos – lógica implantada no nível de subestação para realizar automaticamente as manobras para retirada e retorno à operação de equipamentos da subestação. A utilização dessa lógica permite que todas as transferências de carga, transferência de controle e de proteção associados a um equipamento sejam realizadas a partir de uma única ordem de início de impedimento.

Todos os passos operativos e intertravamentos necessários aos esquemas de impedimento de equipamentos são verificados pelos IED associados. Sem a interferência humana, as tarefas se tornam mais simples e seguras.

- Manobra automática de reconfiguração da topologia de rede após faltas – lógica implantada no nível de sistema de distribuição. Permite que, utilizando a estrutura de processamento e comunicação do SCADA, sejam definidas lógicas para manobras automáticas nos equipamentos supervisionados na rede de distribuição.

Nas ocorrências de curto-circuito nas linhas de distribuição, o sistema identifica a correta localização do ponto de falta, comanda a abertura dos religadores ou chaves seccionadoras que isolam o trecho

defeituoso e comandam os fechamentos de recursos de alimentação. Sem interferência humana, as manobras podem ser feitas em alguns segundos, recompondo o suprimento para todos os consumidores conectados aos trechos não afetados pela falta.

A Figura 3 apresenta um exemplo de manobras automáticas realizadas após uma falta no trecho de linha entre o disjuntor DJ 1 da saída do alimentador e o religador RL 2 ao longo do circuito. Logo após os disparos de proteção e o encerramento do ciclo dos religamentos programados, o sistema comanda a abertura do religador RL 2, isolando o trecho sob falta, e comanda o fechamento da seccionadora SC 4 de recurso de alimentação entre os alimentadores.

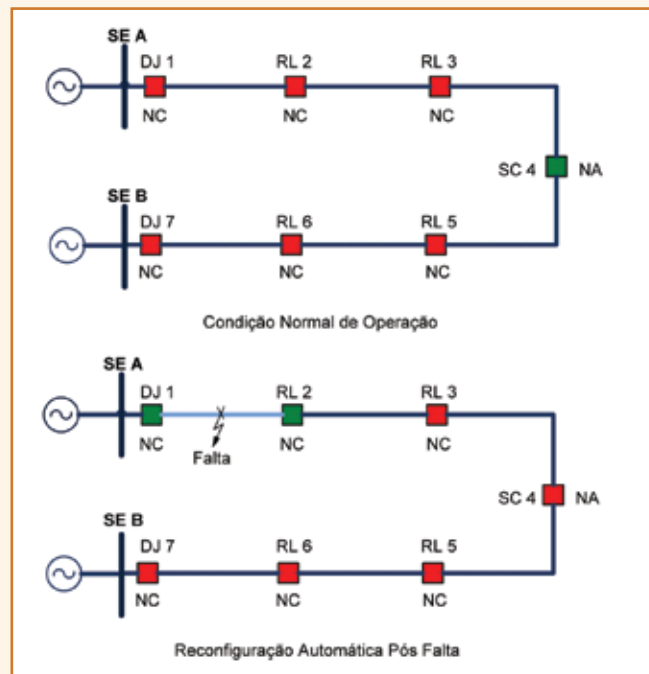


Figura 3 – Automatismo em redes de distribuição.

Conclusão

Este artigo não tem a pretensão de esgotar todas as possibilidades de automatismos em redes de distribuição de energia elétrica. Descrever cada uma delas seria uma tarefa difícil, ou melhor, impossível.

Cada concessionária de energia elétrica, ou mesmo cada subestação ou rede, possuem características e necessidades próprias para sua operação. Devemos estar sempre atentos para as ações que podem e devem ser executadas pelos sistemas digitais disponíveis nas instalações.

A importância é ressaltar que o uso de automatismos na rede de distribuição de energia elétrica contribui para facilitar a operação, aumentar vida útil de equipamentos, tornar as manobras mais seguras, reduzir os riscos de acidentes e permitir ganhos consideráveis na qualidade do suprimento.

***Equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)**

CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO

Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br