

SCADA NO SETOR ELÉTRICO: O QUE É, ARQUITETURA E APLICAÇÃO EM SUBESTAÇÕES

Entenda como funciona o SCADA no setor elétrico: arquitetura em subestações, IEDs, UTR, SSCL, telemedidas, alarmes, telecomandos, SOE, protocolos, projeto e comissionamento.

SUMÁRIO

1. O QUE É SCADA	3
2. FUNÇÃO DO SCADA NO SETOR ELÉTRICO	3
3. SCADA, SISTEMA SUPERVISÓRIO, AUTOMAÇÃO E SDSC	4
4. ARQUITETURA DE UM SISTEMA SCADA EM SUBESTAÇÕES	4
5. IED, UTR, RTU, SSCL E GATEWAYS	4
6. TELEMEDIÇÕES E SINALIZAÇÕES DE ESTADO	5
7. TELECOMANDOS E INTERTRAVAMENTOS	5
8. ALARMES E SEQUENCIAMENTO DE EVENTOS	5
9. QUALIDADE E IDADE DO DADO	6
10. SINCRONISMO DE TEMPO	6
11. COMUNICAÇÃO E PROTOCOLOS	6
12. REDUNDÂNCIA, SEGMENTAÇÃO E CIBERSEGURANÇA	7
13. INTEGRAÇÃO COM A IEC 61850	7
14. PROJETO DE SCADA PARA SUBESTAÇÕES	7
15. LISTA DE PONTOS, TELAS E DOCUMENTOS	7
16. MODERNIZAÇÃO, FAT E SAT	8
17. OWNER'S ENGINEERING E CRITÉRIOS DE ACEITE	8
18. ERROS COMUNS	8
19. COMO CONTRATAR PROJETO, INTEGRAÇÃO E COMISSIONAMENTO	8
20. CONCLUSÃO	9

O **SCADA no setor elétrico** é a infraestrutura de supervisão, controle e aquisição de dados que conecta equipamentos de campo, sistemas de automação, redes de telecomunicações e centros de operação. Em subestações, ele transforma medições, estados, alarmes e eventos em informações operacionais e permite a execução controlada de telecomandos.

Embora seja frequentemente associado a um software supervisor, o SCADA completo inclui IEDs, UTRs ou RTUs, sistemas de supervisão e controle local, concentradores, gateways, servidores, estações de operação, sincronismo de tempo e enlaces com centros remotos.

1. O QUE É SCADA

SCADA é a sigla de *Supervisory Control and Data Acquisition*. O termo designa o conjunto de recursos que coleta informações do processo, trata atributos de qualidade, apresenta estados ao operador, registra históricos e permite comandos remotos conforme regras definidas.

No setor elétrico, o SCADA precisa lidar com instalações distribuídas, diferentes níveis de operação, disponibilidade, sequenciamento de eventos e integração entre proteção, automação e telecomunicações. As telas sinóticas são apenas a camada visível de uma cadeia que começa no campo e termina no centro de operação.

2. FUNÇÃO DO SCADA NO SETOR ELÉTRICO

A função central é fornecer **observabilidade, rastreabilidade e capacidade de intervenção operacional**. Entre as funções normalmente associadas estão:

Em centros de operação, o SCADA pode alimentar plataformas EMS, DMS ou ADMS, que acrescentam funções de análise de rede, contingência, recomposição e apoio à decisão.

SCADA em subestações exige engenharia além do software.

A solução precisa coordenar IEDs, UTR ou SSCL, lista de pontos, protocolos, telecomunicações, sincronismo, alarmes, comandos, históricos e integração com o centro de operação.

Conhecer a solução de Sistemas Digitais de Supervisão e Controle

3. SCADA, SISTEMA SUPERVISÓRIO, AUTOMAÇÃO E SDSC

Os conceitos são relacionados, mas não equivalentes.

Sistema supervisório é uma denominação ampla para plataformas que apresentam variáveis, estados, alarmes e comandos.

SCADA é orientado à aquisição e ao controle de processos distribuídos, normalmente com comunicação entre instalações remotas e centros de operação.

Automação de subestações abrange proteção, controle, intertravamento, medição, supervisão e comunicação. O SCADA é parte dessa arquitetura, mas não substitui relés ou lógicas locais.

SDSC é o Sistema Digital de Supervisão e Controle no nível da instalação. Conforme a arquitetura, pode reunir funções de UTR, RTU, SSCL, gateway e supervisão local.

4. ARQUITETURA DE UM SISTEMA SCADA EM SUBESTAÇÕES

Uma arquitetura típica possui as seguintes camadas:

Camada Elementos principais
Processo Disjuntores, seccionadoras, transformadores, sensores e contatos auxiliares
Proteção e controle IEDs, relés, controladores e unidades de bay
Aquisição UTR, RTU, SSCL, gateways e concentradores
Rede local Switches, fibras, redes Ethernet e sincronismo
Supervisão local Servidores, estações, telas, alarmes e históricos
Telecomunicações Roteadores, WAN, redes ópticas e caminhos redundantes
Centro de operação SCADA central, EMS, DMS e sistemas históricos

O projeto deve definir onde cada dado é adquirido, onde recebe o selo de tempo, quais processamentos são permitidos, como a qualidade é preservada e qual sistema responde por cada função.

5. IED, UTR, RTU, SSCL E GATEWAYS

O **IED** executa funções de proteção, controle, medição ou monitoramento e pode fornecer dados ao sistema de supervisão.

A **UTR** ou **RTU** realiza a interface entre a instalação e o centro de operação, coletando informações, recebendo telecomandos e comunicando-se com sistemas remotos.

O **SSCL** agrega supervisão e controle no nível local e pode exercer a função de UTR conforme a arquitetura adotada.

O **gateway** converte ou interliga protocolos. A conversão deve preservar estados, escalas, atributos de qualidade, selo de tempo e semântica dos pontos.

6. TELEMEDIÇÕES E SINALIZAÇÕES DE ESTADO

Telemedições podem incluir tensão, corrente, potência ativa, potência reativa, frequência, posição de tape, temperaturas e variáveis dos serviços auxiliares.

A engenharia deve controlar unidade, sinal, escala, resolução, relação de transformação, classe de exatidão e tratamento de valores inválidos.

Sinalizações digitais representam posições e condições como disjuntor aberto ou fechado, seccionadora aberta ou fechada, equipamento disponível, proteção atuada, perda de comunicação e modo local ou remoto.

A nomenclatura precisa ser coerente entre diagrama unifilar, equipamento, tela, lista de pontos e centro de operação.

7. TELECOMANDOS E INTERTRAVAMENTOS

Um telecomando pode envolver seleção, validação de permissivos, autorização, emissão da ordem, execução local, retorno de estado e registro do resultado.

O SCADA não deve contornar intertravamentos elétricos, mecânicos ou funcionais. A matriz de comandos precisa documentar origem, destino, ação, permissivos, bloqueios, retorno esperado, tempo de supervisão e tratamento de falhas.

8. ALARMES E SEQUENCIAMENTO DE EVENTOS

Nem toda mudança de estado deve gerar alarme. Uma filosofia de alarmes deve definir prioridade, condição de ativação, atraso, reconhecimento, supressão, agrupamento e mensagem ao operador.

O SOE, *Sequence of Events*, registra mudanças com selo de tempo para reconstrução cronológica de ocorrências. É essencial para analisar atuações de proteção, abertura de disjuntores, teleproteção, religamento e falhas.

O valor do SOE depende da aquisição na origem, do selo de tempo confiável e da preservação desse selo durante a transmissão.

9. QUALIDADE E IDADE DO DADO

O SCADA deve indicar se a informação é válida, antiga, substituída, fora de varredura, em teste ou afetada por perda de comunicação.

A **idade do dado** é o tempo entre a ocorrência no processo e a recepção no destino. Ela inclui aquisição, processamento e transmissão.

A **banda morta** define a variação mínima para transmissão de uma nova medição por exceção. Já a **varredura de integridade** confirma periodicamente o estado completo da base.

Para instalações abrangidas pelos Procedimentos de Rede do ONS, o Submódulo 2.12 estabelece requisitos específicos para supervisão, controle, qualidade, idade dos dados, SOE e testes. Esses parâmetros devem ser aplicados conforme o escopo do próprio documento.

10. SINCRONISMO DE TEMPO

O sincronismo permite correlacionar eventos de IEDs, UTRs, servidores, equipamentos de telecomunicações e sistemas remotos.

A arquitetura pode utilizar GNSS, PTP, NTP, IRIG-B ou outros mecanismos compatíveis. O projeto deve definir fonte principal, alternativa, distribuição, precisão, holdover, alarmes e comportamento durante perda.

11. COMUNICAÇÃO E PROTOCOLOS

A interligação de dados inclui todos os recursos entre o ponto de aquisição ou aplicação do comando e o centro de operação. Pode envolver UTR ou SSCL, concentradores, roteadores, firewalls, enlaces ponto a ponto, redes WAN, fibras e equipamentos de operadoras.

Entre os protocolos encontrados no setor elétrico estão famílias IEC 60870-5, DNP3, Modbus e serviços da IEC 61850.

A interoperabilidade depende do perfil implementado, endereçamento, tipos de dados, escalas, qualidade, selo de tempo, comandos e varreduras. O Submódulo 2.15 complementa os requisitos de telecomunicações nas aplicações sob seu escopo.

12. REDUNDÂNCIA, SEGMENTAÇÃO E CIBERSEGURANÇA

A disponibilidade depende de toda a cadeia. Pontos únicos de falha podem existir em UTR, gateway, switch, fonte CC, fibra, roteador, enlace WAN, sincronismo, base de dados ou centro de operação.

VLANs auxiliam na separação lógica, mas não criam independência física. Quando uma função exige caminhos independentes, switches, fibras, fontes e rotas também precisam ser analisados.

A cibersegurança deve contemplar inventário de ativos, menor privilégio, controle de acesso remoto, registro de mudanças, gestão de firmware, proteção de estações de engenharia, backup, segmentação e gestão de fornecedores.

13. INTEGRAÇÃO COM A IEC 61850

Em arquiteturas IEC 61850, o SCADA pode receber dados modelados por IEDs e serviços de comunicação do sistema de automação.

A ABNT NBR IEC 61850-10 disponível na base consultada trata de ensaios de conformidade e pode apoiar a estruturação das validações.

14. PROJETO DE SCADA PARA SUBESTAÇÕES

O projeto deve partir das necessidades operacionais e das interfaces reais, não apenas da escolha de uma plataforma.

As etapas normalmente incluem:

1. levantamento de campo; 2. identificação dos sistemas existentes; 3. definição das funções de supervisão e controle; 4. elaboração da lista de pontos; 5. definição da arquitetura; 6. escolha dos protocolos; 7. definição de telas, alarmes e históricos; 8. análise de redundância; 9. definição do sincronismo; 10. planejamento de integração e migração; 11. definição dos testes e critérios de aceite.

15. LISTA DE PONTOS, TELAS E DOCUMENTOS

A lista de pontos deve registrar identificação do ativo, descrição, tipo, origem, destino, protocolo, endereço, unidade, escala, prioridade, selo de tempo, qualidade, tela e histórico.

Em programas com várias subestações, a padronização de símbolos, nomenclaturas, cores, navegação, alarmes e relatórios reduz erros e facilita treinamento, operação e

manutenção.

Entre os entregáveis podem estar:

16. MODERNIZAÇÃO, FAT E SAT

Modernizações podem envolver UTRs antigas, protocolos seriais, bases desatualizadas, relés de diferentes gerações e telas sem padronização.

O levantamento deve mapear pontos, endereços, lógicas, telecomandos, alarmes, históricos, interfaces com centros remotos, dependências com proteção, rotas de comunicação e alimentação.

O FAT verifica hardware, redundância, base de dados, telas, alarmes, históricos, protocolos, comandos, sincronismo, falhas de comunicação, backup e restauração.

O SAT confirma o sistema instalado. O teste ponto a ponto verifica cada sinal desde a origem até os destinos previstos, validando texto, estado, escala, qualidade, selo de tempo e evidência.

O aceite deve comprovar o desempenho do sistema integrado.

FAT, SAT e testes ponto a ponto precisam validar sinais, telecomandos, alarmes, sincronismo, redundância, falhas de comunicação, recuperação e rastreabilidade das evidências.

Conhecer o serviço de Comissionamento e Aceite Técnico

17. OWNER'S ENGINEERING E CRITÉRIOS DE ACEITE

Em contratos com vários fornecedores, o Owner's Engineering controla interfaces, documentos, protocolos, responsabilidades, listas de pontos, matrizes de comando, critérios de teste, pendências e documentação final.

O aceite deve comprovar pontos testados, escalas conferidas, qualidade preservada, eventos com tempo coerente, alarmes priorizados, comandos com retorno correto, redundância testada, backups restaurados e documentação atualizada.

18. ERROS COMUNS

19. COMO CONTRATAR PROJETO, INTEGRAÇÃO E COMISSIONAMENTO

A contratação deve informar o número de instalações, equipamentos existentes, centros de operação envolvidos, protocolos, quantidade aproximada de pontos, requisitos do agente e condições de migração.

O escopo pode contemplar levantamento, projeto básico e executivo, especificação, base de dados, telas, parametrização, integração, apoio à aquisição, fiscalização, FAT, SAT, testes ponto a ponto, operação assistida, Owner's Engineering e documentação final.

20. CONCLUSÃO

O SCADA no setor elétrico é um sistema de engenharia integrado. Seu desempenho depende da coerência entre campo, IEDs, UTR ou SSCL, redes, protocolos, sincronismo, servidores, centro de operação e procedimentos de teste.

Uma solução confiável começa com requisitos operacionais claros, mantém a qualidade e a rastreabilidade dos dados e termina com testes ponto a ponto e documentação como construída.

[1] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede — Submódulo 2.12: Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação. Revisão 2025.02.

[2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede — Submódulo 2.15: Requisitos mínimos para telecomunicações.

[3] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR IEC 61850-10: Redes e sistemas de comunicação para automação de sistemas de potência — Parte 10: Ensaios de conformidade. Rio de Janeiro, 2018.

O que é SCADA no setor elétrico? É o conjunto de recursos de supervisão, controle e aquisição de dados que conecta equipamentos de campo, automação, telecomunicações e centros de operação. **SCADA é apenas um software supervisorio?** Não. A solução inclui IEDs, UTR ou RTU, SSCL, gateways, redes, servidores, sincronismo, telecomunicações e bases de dados. **Qual é a diferença entre UTR, RTU e SSCL?** UTR e RTU coletam dados e recebem comandos. O SSCL agrega supervisão e controle no nível da instalação. **O SCADA substitui os relés de proteção?** Não. O SCADA supervisiona e controla, mas as funções de proteção permanecem nos equipamentos apropriados. **O que é uma lista de pontos SCADA?** É o documento que relaciona medições, estados, alarmes, eventos e comandos, com origem, destino, endereço, escala, qualidade e critérios de teste. **O que é SOE em uma subestação?** É o sequenciamento de eventos com selo de tempo, usado para reconstruir cronologicamente atuações e ocorrências. **Como o SCADA se integra à IEC 61850?** Pode utilizar modelos de dados e serviços de IEDs, como MMS e arquivos SCL. GOOSE possui

finalidade específica entre dispositivos. **O que deve ser testado no comissionamento?**

Pontos, escalas, estados, qualidade, alarmes, eventos, telecomandos, protocolos, sincronismo, redundância, backups e integração com centros remotos. **Os requisitos do**

ONS valem para qualquer subestação? Não. Cada Submódulo possui escopo próprio.

Também devem ser considerados os padrões do agente e os requisitos contratuais. **Qual é**

o papel do Owner's Engineering? Controlar interfaces, documentos, responsabilidades, critérios de teste, pendências e aceite em sistemas com diversos fornecedores.

Soluções

Serviços de engenharia

Materiais técnicos complementares

Sobre a A3A Engenharia de Sistemas

Com 30 anos de história, a A3A Engenharia de Sistemas se consolidou como referência em serviços de Engenharia, oferecendo soluções integradas de Telecomunicações, Segurança Eletrônica, Segurança Digital e Instalações Elétricas.

A empresa atua em todas as etapas do ciclo de Engenharia, desde a elaboração de projetos e consultoria técnica até a implantação, manutenção e retrofit de sistemas, sempre em conformidade com as normas técnicas e melhores práticas do setor.