

Digitalização do setor elétrico

Por Julio Omori*



Capítulo II

Digitalização de plantas de geração e de subestações

1) INTRODUÇÃO

Os ativos das grandes instalações de geração e de transmissão continuam sendo os mais importantes do sistema elétrico, pois a potência envolvida é muito elevada. Invariavelmente, quanto maior a potência maior a tensão de operação e uma falha ou indisponibilidade de uma instalação pode comprometer a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A cadeia tradicional do sistema elétrico de potência ainda mantém de forma predominante a conexão básica entre a geração, transmissão e distribuição de energia, sendo divididos nestas três zonas funcionais para o planejamento, operação, manutenção e agora para a própria digitalização.

Com a entrada em escala dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) estes níveis e as suas relações estão em transformação. A Geração Distribuída (GD), com penetração principalmente no segmento da distribuição de energia, está revolucionando esta cadeia. No capítulo 4 desta série de fascículos será explorada a relação entre a digitalização e os recursos energéticos distribuídos dentro de conceitos, como as microrredes e as Virtual Power Plants (VPPs).

Como foi apresentado no capítulo 1 desta série, os sistemas de automação da operação a partir da década de 2000 têm sido classificados como digitais, com características similares aos sistemas numéricos, com hardware cada vez mais integrado e com muita tecnologia de comunicação de dados, principalmente, com a utilização das redes industriais e da própria fibra ótica como meio. Desta forma, o conceito de sistemas totalmente digitais pode ser aplicado de forma ampla. Também deve ser destacado que a padronização e a adoção de normas internacionais têm provocado uma oportunidade muito interessante de interoperabilidade.

Outro conceito importante que tem ganhado cada vez mais

escala nos processos industriais e não poderia ser diferente para as aplicações nas usinas de energia e nas grandes subestações é o de Internet of Things (IOT), ou Internet das Coisas. Com a adoção de sensores, atuadores e controladores digitais diretamente no nível de campo, o cabeamento de cobre convencional é substituído por uma rede de comunicação de dados, permitindo um ganho de funcionalidade e confiabilidade sem precedentes.

Nas primeiras etapas de automação dos sistemas de operação, as funções desempenhadas por um dispositivo eram dedicadas. Hoje, as funções, principalmente dos IEDs, são determinadas por software, ganhando flexibilidade e a possibilidade de múltiplas tarefas.

Estas são algumas das características da digitalização destes grandes sistemas que serão abordadas neste capítulo, ratificando sempre que sua atualização tecnológica só tem sentido se aumentar a qualidade dos serviços prestados com contribuição para a redução de custos, tanto durante a implantação quanto durante o seu ciclo de vida, refletindo em otimização para operação e manutenção com grandes recursos adicionais.

2) A AUTOMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA BULK

A principal função das grandes instalações de geração e transmissão de energia é manter a estabilidade para um sistema interligado. Continuamente é essencial manter a equação básica em que a somatória das fontes geradoras deve atender a todo o consumo mais as perdas. Executar este procedimento de forma contínua é um grande desafio, tendo em vista a necessidade de paradas voluntárias e involuntárias devido à alguma contingência no sistema ou até mesmo uma previsão não aderente da capacidade de geração ou distorção no consumo.

Ser bem-sucedido nesta tarefa, como é o caso do Sistema Interligado Nacional Brasileiro, requer um elevado nível de automação para o cumprimento das receitas previstas para operação diária e tratamento das contingências. A digitalização ajuda muito neste contexto proporcionando mais rapidez e qualidade do controle de geração e no compartilhamento de dados entre as instalações, os centros de controle regionais e os nacionais.

A Figura 1 ilustra a visão de supervisão e controle do sistema de potência, também denominado de despacho de carga ou Sistema de Gerenciamento de Energia (Energy Management System), que possibilita a coordenação da operação e manutenção do sistema elétrico de forma global. Este sistema possui níveis hierárquicos em que os seguintes níveis podem ser denominados:

COS – Centro de Operação do Sistema: papel desempenhado hoje pelo Operador Nacional do Sistema, que possui unidades descentralizadas estrategicamente localizadas para o atendimento de todo o território nacional;

COR – Centro de Operação Regional: invariavelmente executa as operações corriqueiras e normalmente é operada pelos agentes de transmissão e geração do setor;

COD – Centro de Operação da Distribuição: possui inter-relação com o COS e o COR;

UAC – Unidade de Aquisição de Dados e Controle: instalada em cada site e realiza o trabalho a nível de campo.

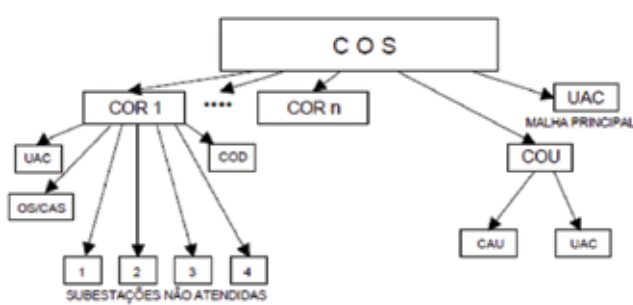


Figura 1 – Conexão entre as principais unidades de supervisão e controle do Sistema.

Outra visão interessante do sistema elétrico é a Figura 2, que apresenta a conexão do fluxo de energia elétrica entre os principais elementos e o fluxo de comunicação de dados.

Como já foi apresentado, a conexão de energia elétrica ocorre das grandes usinas geradoras até o último consumidor normalmente de forma unidirecional. A necessidade de comunicação cada vez maior por dados impulsionados pela digitalização já possui um número muito maior de conexões, estabelecendo relações com outros participantes, como comercializadoras, centros de operação, novos serviços entre outros.

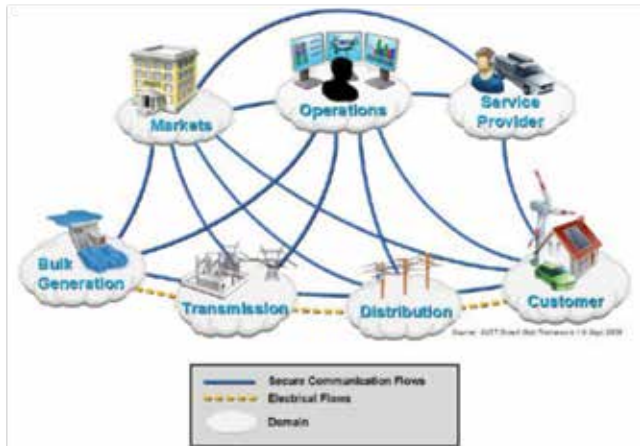


Figura 2 – Conexões entre os participantes do Sistema de Potência – Fonte Nist.

3) DIGITALIZAÇÃO DAS PLANTAS DE GERAÇÃO

Desde os primeiros sistemas de geração de energia elétrica, o controle da tensão e frequência em sistemas isolados e depois os controles das potências ativa e reativa nos sistemas interligados sempre foram um dos maiores desafios para o automatismo. Durante mais de 100 anos de jornada, este desafio foi vencido definitivamente com o controle digital, que avança em conceitos como o de controle ótimo, preditivo e de aprendizado de máquina que apenas o processo de digitalização foi capaz de empregar.

As funções básicas de automação das usinas invariavelmente atendem às necessidades de:

- Avaliação de alarmes;
- Sequência de eventos;
- Integração com os sistemas de proteção;
- Partida, parada e sincronização das máquinas;
- Supervisão de equipamentos;
- Despacho de potência;
- Interface com controles de tensão e de velocidade;
- Monitoramento de serviços auxiliares.

As unidades geradoras possuem sistemas de controle e supervisão digital com vários níveis de complexidade e com detalhes inerentes à planta que pode ser hidráulica, térmica, nuclear, entre outras que podem ser despachadas e aquelas que trabalham sem serem despachadas, como a solar e eólica, mas que independentemente desta condição tem como pré-requisitos os sistemas digitais para sua operação ótima.

É importante ressaltar que os dados dos sistemas de geração são utilizados para dar apoio à operação, à manutenção e à gestão de ativos. E que a adoção cada vez maior da digitalização proporciona uma avaliação de “Big Data” sem precedentes no sentido de aplicação de

sistemas analíticos e de aprendizado de máquina.

Mas, afinal, o que é uma usina de energia elétrica digital?

Passo seguinte à automatização básica de geração, a digitalização preconiza a utilização de sistemas de controle e supervisão que aproveitam o estado da arte do desenvolvimento de hardware para o exercício de suas funções, aliado à instalação cada vez maior de sensores e de uma rede de comunicação robusta de dados que alavancam a aplicação de muitos aplicativos digitais que agregam funcionalidades à cadeia de valor das plantas. Uma aplicação digital é a combinação de várias tecnologias que atendem a um requisito específico, como, por exemplo, a manutenção preditiva que pode utilizar uma combinação de tecnologias como IOT, Big data e Inteligência Artificial para aumentar a produtividade e confiabilidade minimizando o tempo de inatividade da geração.

A Capgemini, uma das líderes em consultoria neste segmento, fez um estudo sobre as usinas elétricas digitais, que contou com a participação de mais de 200 executivos em empresas deste setor. O resultado revela que os investimentos em usinas digitais estão ocorrendo, com significativas melhorias para a geração de energia, aumentando a eficiência e reduzindo os custos com a produção de energia. Nos últimos cinco anos, as empresas investiram uma média de R\$ 1,5 bilhão na digitalização de suas usinas. Investimentos contínuos deverão transformar uma a cada cinco usinas (19%) em plantas digitais até 2025, operando com redução de custos de 27% em média e contribuindo para uma redução de 4,7% na emissão de carbono no processo de geração de energia.

A redução com o custo de produção de energia é um dos principais vetores da digitalização. Estudos apontam que a redução média de 27% nos custos de produção é proveniente do aumento de eficiência nos processos, retirada de trabalhos manuais e atuação preditiva na substituição e prolongamento da vida útil dos ativos.

O aumento da digitalização das usinas também pode oferecer um



Figura 3 – Principais elementos desejados para as usinas digitais. Fonte Capgemini.

pacote maior de serviços ancilares ao sistema elétrico, com respostas mais rápidas no suprimento de potência ativa e reativa para o sistema elétrico, entre outros.

Apesar do enorme potencial de ganhos decorrentes da implantação de usinas digitais, atualmente, apenas 8% das usinas estão digitalmente maduras e apenas 19% das usinas de energia devem ser digitais até o final de 2022. Existe um elevado potencial de ganho neste sentido.

A Figura 3 apresenta as principais funções desejadas para as usinas digitais.

Vale registrar algumas tendências que se destacam na digitalização das usinas de energia:

a) Salas de controle: cada vez mais são utilizadas como um ambiente onde profissionais da operação e especialistas podem acessar os sistemas remotamente e de qualquer lugar do mundo, dando uma conotação de máxima expertise e multidisciplinaridade para a operação;

b) Do controle à supervisão: no futuro, os sistemas de controle não controlarão mais o processo — eles o supervisionarão. As funções da planta, como operação, manutenção e gerenciamento, serão totalmente integradas em todas as áreas funcionais da planta, e os dados serão onipresentes. O sistema abrangerá as mais recentes tecnologias de informação e comunicação (TIC), e serão incorporados múltiplos canais de comunicação (alguns tradicionais e outros pessoais, como mensagens instantâneas). Interfaces flexíveis e comutáveis estarão no centro dos sistemas. Além disso, a interface do operador evoluirá para uma interface homem-máquina que permite a colaboração entre todas as partes interessadas, dentro e fora do local. Esta funcionalidade, aliada a soluções de desempenho de ativos, permitirá que todas as partes participem da operação e otimização de uma planta. Uma rede virtual de especialistas será construída em torno das atividades de produção e será apoiada por futuros sistemas de automação.

c) Trabalho cooperativo suportado por computador: contribuições significativas para sistemas de controle de processos na área de gestão do conhecimento e colaboração dentro das organizações vieram de pesquisas no campo do trabalho cooperativo apoiado por computador e sistemas de informação.

A sugestão desde a década de 1990 é que a retenção de dados e eventos deveria ser facilitada pelo armazenamento de informações em arquivos computadorizados. Sugeriu-se que a tecnologia da informação deveria apoiar a memória organizacional, tornando o conhecimento facilmente recuperável em tempo real e proporcionando fácil acesso aos indivíduos com o conhecimento adequado. Os familiares historiadores de dados de plantas e diários eletrônicos surgiram dessa pesquisa.

As tecnologias de comunicação e informação recentes permitiram outro novo conceito operacional: gerenciamento de colaboração. O gerenciamento de colaboração facilita a rede de uma equipe de especialistas internos e externos que podem ver as mesmas informações disponíveis para os operadores da planta em tempo real ou por meio da



Transformadores Especiais Itaipu. Segurança e modernidade para sua necessidade.

Transformador Subterrâneo

Classe de Tensão: 15, 24,2, 36,2 e 72,5 kV
Potência (kVA): Sob consulta
Normas: ABNT/IEC



Transformador Pedestal

Classe de Tensão: 15, 24,2, 36,2 e 72,5 kV
Potência (kVA): Sob consulta
Normas: ABNT/IEC



Av. Sérgio Abdul Nour, 2106
Distrito Industrial II
CEP 14900 000 - Itápolis - SP - Brasil
+55 16 3263 9400
itaiputransformadores.com.br

APLICAÇÕES

- Transformadores auto-protetidos.
- Maior segurança à população, com a eliminação do risco de acidentes por ruptura de condutores, contatos acidentais e vandalismo.
- Redução significativa de interrupções pela diminuição de exposição dos circuitos aos agentes externos, incrementando assim a confiabilidade do serviço.
- Eliminação dos circuitos aéreos, o que melhora bastante a aparência do sistema e preserva árvores e plantas, contribuindo assim para o embelezamento das cidades e conservação do meio ambiente.
- Redução de custos com manutenção: podas de árvores e deslocamento de equipes de emergência.
- Podem ser fabricados em óleo mineral ou vegetal.

recuperação de informações históricas para permitir a melhor decisão.

d) Controle qualquer coisa de qualquer lugar: os sistemas de automação estão em um estágio de transformação, eles agora estão habilitados para a rede e estão se tornando canais de comunicação rápidos que fornecem informações em tempo real para aqueles que fornecem informações para o processo de tomada de decisão.

A funcionalidade em rede é essencial agora que as usinas se deparam com um novo ambiente operacional que os obriga a reconsiderar constantemente os ativos de geração necessários para atender à demanda com base em externalidades como restrições ambientais, abastecimento de água e, talvez em breve, o custo das emissões de carbono. As grandes usinas de energia são normalmente supervisionadas e controladas pela equipe de produção e manutenção que usa o sistema de controle de processo como uma ferramenta para automatizar as funções do processo e coletar e apresentar informações a serem usadas por empresas de curto e longo prazo.



Figura 4 – Acesso a informações via dispositivos móveis.

4) DIGITALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

O Sistema de Automação de Subestações é um dos mais tradicionais deste segmento. Foi uma das primeiras instalações a serem automatizadas. Assim como as plantas de geração de energia, as subestações concentram ativos, dispositivos e são centros de organização, proteção, intervenção e proteção do sistema elétrico. Seu monitoramento e controle trouxe um aumento expressivo na qualidade da operação do setor elétrico.

Tradicionalmente, o sistema de automação de subestação visa prover meios para operação e manutenção dos ativos contidos na mesma. Também se caracteriza por níveis hierárquicos: nível de interface com o processo de aquisição de dados em campo, nível de comando e supervisão e o sistema central. A principal fonte de dados de uma subestação são as Unidades de Aquisição e Controle (UAC), cuja função primária é coletar os estados e as medidas da subestação para transferir para o Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de

Dados (SCADA), tal qual foi visto na arquitetura básica de automação de uma usina de geração. As UACs possuem também funções de controle que, através de lógica digital interna, transfere pontos de saída para o SCADA. Devido à necessidade de aquisição e controle em tempo real, os dados são transportados utilizando a tecnologia de protocolos de comunicação. Os IEDs, Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, se comunicam também através de protocolos de comunicação em comunicação direta com a UAC, o que permite coletar os dados diretamente dos IEDs através de um cabeamento simples, esta foi uma etapa importante vencida pela digitalização.

As principais funções de uma subestação automatizada são:

- Medição de parâmetros elétricos de tensão, corrente e seus respectivos cálculos de potência, frequência, fator de potência para os sistemas de medição e proteção, entre outros;
- Supervisão e interface com o sistema de proteção de linhas, transformadores, barras e elementos shunt;
- Funções de religamento automático e de localização automática de distância de falha;
- Controle de tensão e reativo, ou integração entre ambos, automatismo em sequências automáticas de chaveamento incluindo recomposições quando a própria SE fica sem energia;
- Corte seletivo de carga, em esquemas regionais de alívio de carga ou funções relativas ao racionamento;
- Monitoramento de sobrecarga em transformadores, ou em transformadores de instrumentos;
- Geração de alarmes e oscilografias, entre outras dezenas de funções.

4.1 - A subestação digital

Digitalizar um sistema significa a conversão de grandezas analógicas para um meio digital. A característica básica dos dispositivos digitais é que são sistemas de aquisição e comunicação de dados dentro de uma sala de controle em uma subestação ou entre centros de controle.

A subestação digital se assemelha ao funcionamento básico de uma subestação convencional, porém, utiliza-se do estado da arte da tecnologia para o seu funcionamento. A principal diferença no conceito utilizado hoje para a subestação digital é que esta utiliza a norma IEC 61850, que foi planejada para resolver o problema de várias normas que existiam para tratar do mesmo tema com a utilização em subestações e usinas.

Não há uma data específica para o início da operação de subestações digitais em nível mundial, mas os investimentos têm se intensificado. Apesar da existência das primeiras subestações digitais e de toda a melhoria da qualidade que elas acarretam, ainda existem dúvidas sobre a aplicação desta tecnologia no setor elétrico. Existem vários paradigmas que profissionais de automação e, sobretudo de proteção, adotam que em muitas situações se opõem à filosofia da

digitalização de compartilhamento de rede e serviços e das tratativas em caso de falha.

A Figura 5 ilustra como o sinal é gerado e transmitido em uma situação específica de uma subestação convencional. Sinal dos transformadores de corrente, transformadores de potencial e status são encaminhados para sistemas distintos de proteção, medição e controle, com cabeamento individual e depois encaminhado para os respectivos painéis, RTU e interface com a comunicação.

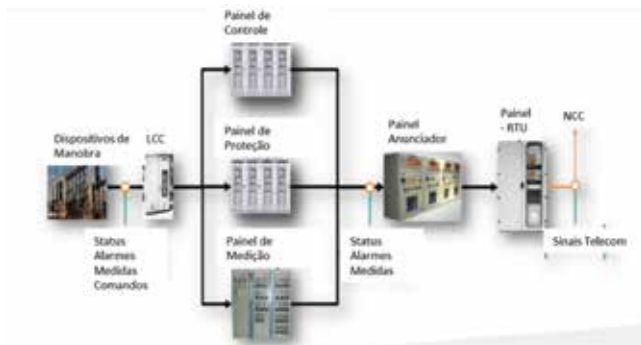


Figura 5 – Sinais trafegando em uma subestação convencional.

A Figura 6 ilustra a mesma configuração com uma topologia de subestação digital, em que os múltiplos serviços podem ser atendidos através de uma infraestrutura única. E a comunicação entre o painel integrado de controle, proteção e medição até as aplicações é realizado através de protocolo de rede digital.

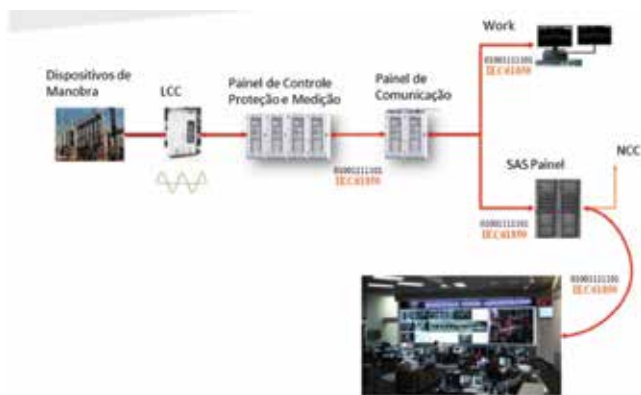


Figura 6 – Configuração de uma subestação digital.

4.2 A norma IEC 61850 e os benefícios das subestações digitais

Com o desenvolvimento da tecnologia no setor elétrico, cada fabricante seguia o seu próprio caminho na busca de criar o seu melhor equipamento e sistema de comunicação. O resultado foi a criação de vários protocolos diferentes e a impossibilidade de comunicação entre si. A solução para isso veio através da criação de uma norma internacional a fim de resolver esta interoperabilidade entre equipamentos. A norma IEC 61850 foi criada em 2003 e contou com muitos fabricantes de renome no mercado, como Siemens, ABB,

Alstom, entre outras. A adoção da norma possibilitou a padronização dos protocolos e a interoperabilidade dos equipamentos tornou-se uma realidade eliminando a necessidade de adaptadores e conversores, facilitando a integração entre os IEDs.

Esta norma passou por melhorias e teve a segunda edição publicada em 2010, tornando-se a norma mais utilizada como padrão para utilização no Sistema de Automação de SEs integrando o conceito de digitalização. A segunda edição trouxe o conceito de redundância de rede por meio da aplicação de topologias inéditas.

A IEC 61850 é a única norma que trata a comunicação nos três primeiros níveis do sistema de automação e entre eles. Pode ser aplicada a automação de sistemas elétricos de qualquer tipo, nível de tensão e de tamanho.

Os benefícios chaves da aplicação da norma IEC 61850 são:

- Aumenta a flexibilidade de conectar dispositivos de proteção, controle, medição e monitoramento a rede Ethernet comum na subestação;
- Reduz a fiação de cobre através de mensagens GOOSE, que permitem aplicações mais rápidas e confiáveis;
- Facilita a engenharia do sistema e o processo de integração através de ferramentas gráficas de configuração;
- Melhora o desempenho e a segurança através de comunicações Ethernet rápidas e redundância;
- Minimiza custos de obsolescência tecnológica;
- Economiza recursos durante o comissionamento da subestação.

Integradas aos benefícios da IEC 61850, as subestações digitais apresentam uma forte redução de custos operacionais, com 60% menos espaço nos painéis de proteção, 80% a menos de cabos de cobre, além de todos os benefícios da adoção da fibra ótica frente ao cabo de cobre.

A adoção do conceito de digitalização em usinas de energia elétrica e subestações é inevitável, pois apresenta uma oportunidade única de redução de custos e ganho real de confiabilidade para esses grandes sistemas de missão crítica. Considerando a possibilidade de efetuar uma gestão dos ativos como nunca foi realizada, proporcionando um diagnóstico preciso do tempo de vida e a antecipação das falhas.

No próximo capítulo, será abordada a digitalização do sistema de distribuição de energia por meio do conceito de redes inteligentes, culminando no consumidor digital. A digitalização efetivamente está conectando todos os elementos do Sistema Elétrico de Potência em um movimento transformador.

**Julio Shigeaki Omori é engenheiro eletricista e possui mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. É professor de Engenharia Elétrica e de Energia na Universidade Positivo e superintendente na Copel Distribuição.*