

História da Automação Elétrica e Estado da Arte

M. F. Mendes, *Member, IEEE*, and J. A. Jardini, *Fellow Member, IEEE*

Resumo-- O artigo resume a história dos sistemas de automação elétrica, usados em usinas hidrelétricas, desde o surgimento até os dias atuais. São apresentadas as tecnologias empregadas em diversas épocas, os desenvolvimentos, as diferenças e os motivos da evolução. É dada ênfase à tecnologia atual, os sistemas modernos, abordando: comunicação, padronização, hardware, software, arquitetura, manutenção, operação e desafios. Com esse trabalho pretende-se dar subsídios para o projeto e a implementação de sistemas de automação elétrica usando o estado da arte. O escopo são as novas usinas bem como as que estão sendo modernizadas. O conhecimento da história é importante para investigar, planejar e avaliar os custos e benefícios dos sistemas de automação elétrica para novas plantas e para as que estão passando por processos de atualização tecnológica.

Index Terms-- History – Automation – Computer Applications – Control Systems – Electric Control Equipment – Power Generation Control – Power Industry – Power Systems – Power System Control – SCADA Systems

I. INTRODUÇÃO

Há décadas é crescente o interesse pela automação dos processos industriais. O setor elétrico tem acompanhado essa tendência. A automação elétrica, de usinas e subestações, foi introduzida com sucesso há mais de 50 anos, mas hoje em dia ela é completamente diferente da inicial.

O sistema de automação elétrica deve ter basicamente funcionalidades para as atividades de operação, de forma confiável, eficiente e segura, assim como funcionalidades para suporte às atividades de manutenção e de Engenharia. Ele deve atender aos requisitos do processo e gerenciar os recursos.

Com o passar dos anos, o processo controlado continua sendo o mesmo, com os mesmos requisitos de automação. Os equipamentos primários praticamente não se modificaram, mas houve grande evolução dos equipamentos secundários. Da tecnologia convencional, eletromecânica, passou pela tecnologia numérica chegando aos atuais sistemas modernos, o estado da arte. Estes últimos são totalmente digitais e baseados em padrões mundiais convergentes. As últimas novidades de automação se aplicam principalmente ao nível

M. F. Mendes trabalha na Divisão de Engenharia Eletrônica e Sistemas de Controle (ENES.DT) da ITAIPU Binacional - Usina Hidrelétrica de ITAIPU (UHI) - Av. Tancredo Neves, 6731 - Foz do Iguaçu / PR - 85.866-900 e é Professor Assistente no Centro de Engenharias e Ciências Exatas (CECE) da Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE (e-mail: mendes@ieee.org).

J. A. Jardini é Professor Titular no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA) da Escola Politécnica (EPUSP) da Universidade de São Paulo - USP (e-mail: jardini@pea.usp.br).

de processo, mas também se estendem aos níveis de unidade e de estação.

São dois os principais motivos da evolução dos sistemas de automação elétrica. O primeiro é o desenvolvimento da tecnologia (*hardware* e *software*) associada. O segundo é a mudança constante das necessidades dos operadores, cada vez mais exigentes para atender ao mercado consumidor da melhor forma possível. Entretanto, nem sempre o desenvolvimento ocorreu da melhor forma, devido a limitações impostas por esses mesmos fatores.

O artigo resume a história dos sistemas de automação elétrica desde o surgimento até os dias atuais. São apresentadas as tecnologias empregadas em diferentes épocas e o desenvolvimento delas. Com esse trabalho pretende-se dar subsídios para a implementação de sistemas de automação elétrica usando o estado da arte. Isso é útil para o projeto de novas usinas bem como para as que estão passando por processos de atualização tecnológica como, por exemplo, a Usina Hidrelétrica de ITAIPU.

O conhecimento da história é importante para investigar, planejar e avaliar os custos e benefícios dos sistemas de automação elétrica em novas instalações e também nas atualizações tecnológicas de usinas. Nesses processos é necessário elaborar critérios e diretrizes, que se baseiam na tecnologia instalada e na nova tecnologia. O pleno entendimento do estado da arte é imprescindível para usar todo o potencial da tecnologia e se alcançar resultados ótimos.

II. TECNOLOGIAS ANTERIORES

Os sistemas de automação elétrica se desenvolveram muito nos últimos anos. O principal motivo foi a evolução da tecnologia associada: dispositivos eletrônicos, computadores e equipamentos de rede cada vez mais rápidos e baratos, com maiores capacidades de processamento e de memória, e novas abordagens e recursos de *software*. Outra razão da evolução é a mudança constante do que os usuários esperam do sistema de automação [18].

Inicialmente os operadores queriam apenas supervisionar e controlar. Em seguida, tornou-se necessário gerenciamento de alarmes e controle avançado. Depois houve a necessidade de documentação da produção e de interface com os sistemas administrativos e gerenciais. Um dos maiores desafios relacionados a essas necessidades é projetar os sistemas com as novas funções sem deixar a complexidade crescer demasiadamente.

Por outro lado, geralmente o pessoal do setor elétrico tem relutância em aceitar novas tecnologias. A razão da lenta aceitação dos novos sistemas de automação não é limitação da

tecnologia atual para atender os requisitos, mas a resistência dos usuários para adotar novas aplicações sem dominá-las completamente. A responsabilidade pelo fornecimento de energia elétrica faz com que novas tecnologias sejam inseridas de forma lenta e cuidadosa.

Inicialmente os sistemas de automação eram baseados em relés eletromecânicos interligados com muitos cabos. Os operadores observam instrumentos analógicos e lâmpadas e faziam o controle manualmente, aumentando e diminuindo tensões e correntes, abrindo e fechando disjuntores e válvulas através de chaves e botoeiras eletromecânicas. Com o advento dos microprocessadores, a implementação dos circuitos lógicos tornou-se programável e mais simples. O Controlador Lógico Programável (CLP) foi um grande avanço para automação industrial, que também se aplicou nas plantas elétricas. Hoje em dia, a operação é feita através de computadores, usando teclado e mouse, e com alto nível de automação.

A evolução seguinte foi com relação à comunicação no sistema, através do uso de redes de dados. Primeiro foram instaladas redes no nível de estação para supervisão e controle do processo, usando os computadores acima citados. Depois as redes chegaram ao nível da unidade e de processo, integrando a aquisição de dados e a atuação. Agora a proposta é utilizar uma única rede interligando os três primeiros níveis do sistema de automação elétrica.

Considerando essa evolução, os sistemas de automação podem ser classificados de acordo com a tecnologia empregada em três tipos básicos:

- Convencionais: utilizam relés eletromecânicos;
- Numéricos: utilizam equipamentos digitais e redes de comunicação de dados nos níveis superiores;
- Modernos: são totalmente digitais e, além disso, utilizam redes de comunicação no nível de processo e fundamentam-se no uso de normas e padrões globais convergentes.

A maior mudança com relação aos equipamentos ocorreu da transição dos sistemas convencionais para os numéricos. Na transição dos sistemas numéricos para os modernos as maiores mudanças foram na comunicação de dados, empregando novas tecnologias de redes, e conceituais, empregando novas normas e modelagem de dados. Essas foram evoluções naturais. As Subseções seguintes apresentam as principais características e diferenças dos sistemas antigos.

A. Sistemas Convencionais

Os sistemas de automação elétrica convencionais, baseados em relés eletromecânicos e dispositivos analógicos, surgiram na década de 1950¹. Eles utilizam painéis de controle com chaves e botoeiras eletromecânicas, instrumentos de medição analógicos e luzes indicativas.

Com o surgimento dos controladores mecânicos aumentou-se a automação do processo, em especial dos reguladores de

velocidade. Já os reguladores de tensão se desenvolveram mesmo apenas com a evolução da eletrônica. Os controladores mecânicos depois se tornaram eletromecânicos e em seguida eletroeletrônicos. Atualmente eles são digitais, usando microprocessadores.

Nos sistemas convencionais, a troca de dados entre os níveis de automação é limitada, restringindo-se aos dados essenciais, e se dá exclusivamente por cabos metálicos. Cada ponto de informação resulta em um cabo de cobre entre o equipamento e o dispositivo de controle (ou proteção). Assim, existem muitos cabos e borneiras nos painéis. Por isso, o projeto e os desenhos são complexos e a manutenção é difícil. As modificações também são árduas. A inclusão de um ponto do processo pode ser uma tarefa complicada, ou até mesmo impossível. Isso dificulta ou impede a melhoria do sistema.

Apesar dessa tecnologia ainda estar em operação de forma satisfatória em várias usinas antigas, ela está completamente obsoleta. Os sistemas convencionais não permitem a troca completa e eficiente de informações dentro do sistema e para o exterior. A melhoria da qualidade dos serviços e produtos aumenta a demanda por informações mais precisas e atualizadas (preferencialmente em tempo real) dos processos [15]. Assim, houve a necessidade de melhorias da comunicação. A tecnologia usada nos sistemas numéricos veio atender completamente essa necessidade. Ela foi um grande passo na evolução dos sistemas de automação elétrica, assim como dos sistemas de automação industrial, e é apresentada na próxima Subseção.

B. Sistemas Numéricos

Os sistemas de automação elétrica numéricos são baseados em dispositivos digitais microprocessados e em redes de comunicação de dados no nível de estação e de unidade.

As implementações dos dispositivos numéricos são similares em conceito aos convencionais, já que as principais características funcionais são preservadas [9]. A qualidade (sensibilidade e precisão das medidas, reprodução da realidade, etc.) tem sido melhorada, entretanto, os princípios estabelecidos inicialmente continuam sendo usados nessa tecnologia. Os principais avanços são em relação a: desempenho, testes, operação, manutenção e principalmente flexibilidade.

Nas primeiras aplicações, os dispositivos digitais duplicavam as funções de *hardware* que eles substituíam [22]. Em seguida, os sistemas digitais substituíam ou complementavam as funções dos sistemas convencionais. Com os anos, a confiança na tecnologia ficou maior, as funções disponíveis foram aumentando e as aplicações se tornaram mais complexas. Por fim, os equipamentos digitais já cobriam todas as funções necessárias para a automação de uma usina hidrelétrica (e subestação).

Nos sistemas numéricos, os valores analógicos do processo (tensões, correntes, temperaturas, níveis, etc.) são convertidos em dados digitais (bits) que podem ser processados em um computador ou equipamento microprocessado [15]. Isto disponibiliza prontamente as informações dos processos para

¹ Existem sistemas que realizam automação dos processos elétricos bem anteriores a essa data, mas a partir dessa década os conceitos estavam mais consolidados e os sistemas mais bem definidos para o propósito. Por incrível que pareça já existiam até pequenas usinas teleoperadas.

várias funções e diminui a complexidade dos sistemas. A aquisição digital de dados proporciona um nível de visibilidade que não era considerado possível na época da automação convencional [17].

O uso de microprocessadores em automação de usinas e subestações começou na década de 1970, quando o primeiro sistema foi proposto em [19]. No final dessa década, a grande aplicação dos microprocessadores foi nas Unidades Terminais Remotas (UTRs) dos sistemas de Aquisição de Dados e Controle Supervisório (em Inglês *Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*). Os maiores desenvolvimentos se iniciaram nos EUA e Japão e depois se espalharam pela Europa e outros locais.

Até o início da década de 1980 ainda não existiam muitos equipamentos e dispositivos microprocessados no mercado mundial [9]. A principal razão era a complexidade das questões teóricas, técnicas e econômicas envolvidas. Elas precisaram ser resolvidas antes das aplicações com microprocessadores tornarem-se uma prática comum no setor elétrico.

A transição efetiva para a tecnologia digital ocorreu entre as décadas de 1980 e 1990, quando a tecnologia de comunicação e processamento de dados tornou-se madura o suficiente para iniciar o desenvolvimento de sistemas economicamente viáveis [10]. No final dos anos 1980 muitos fabricantes de medidores, relés, controladores, registradores, etc. começaram a incorporar microprocessadores em seus projetos e já havia vários sistemas de controle de usinas e subestações com microprocessadores implementados e instalados [22] [23].

Naquela época, acreditava-se que funções diferentes de aquisição de dados, controle e proteção requeriam *hardware* com características também diferentes [9]. Por exemplo, a maioria das funções de proteção requeria *hardware* de 16 bits enquanto as funções de aquisição de dados e controle requeriam *hardware* de 8 bits. Para as funções de controle complexas e de registro de transitórios também era usado *hardware* de 16 bits. Portanto, era necessário definir um critério para a seleção ótima do *hardware* para as implementações.

Atualmente como a complexidade, velocidade e capacidades de processamento e de memória dos dispositivos aumentaram muito, tornou-se obscura a distinção entre eles. O número de funções integradas em um único dispositivo tem se expandido constantemente [23]. Medidores podem fornecer dados de faltas e de qualidade de energia. Relés podem fornecer dados de medição bem como dados de registro de faltas e seqüência de eventos [22]. Agora fica cada vez mais difícil se diferenciar os *hardwares*, ao contrário do que se propunha na década de 1980.

Com maior uso da tecnologia digital surgiu a idéia de distribuir o processamento e a inteligência para melhora o desempenho. Assim, a arquitetura dos sistemas de automação foi alterada, usando módulos de entrada e saída e controladores de unidade separados fisicamente.

Essa idéia de arquitetura gerou e continua gerando

polêmica. Foram instaladas várias aplicações com muita distribuição de controle e de outras funções. Entretanto, a prática tem mostrado que sistemas digitais integrados têm *hardware* mais eficiente e menores custos, inclusive pensando em peças de reposição. Em alguns casos, eles podem até oferecer vantagens de desempenho com relação a arquiteturas distribuídas. Assim, na década de 1990, muitas funcionalidades foram concentradas em um único dispositivo, e assim surgiu o termo Dispositivo Eletrônico Inteligente (em Inglês *Intelligent Electronic Device*) ou simplesmente IED.

Os IEDs são dispositivos microprocessados dedicados responsáveis por executar funções como aquisição de dados, medição, monitoramento, registro, controle e proteção. Eles são conectados aos transdutores e atuadores por cabeamento específico. Vários dispositivos como medidores, relés, controladores, reguladores, registradores de perturbações, etc. estão se tornando IEDs.

É importante notar que o uso de IEDs continua permitindo distribuir o processamento do sistema de automação e, portanto, melhorar o tempo de resposta. Além disso, como eles ficam próximos ao processo controlado, o cabeamento é reduzido. O desafio é a coordenação adequada das funções das aplicações sendo executadas em vários dispositivos. Esses dispositivos podem ser fisicamente separados ou não, ou seja, podem ser apenas dispositivos lógicos.

Uma grande diferença dos sistemas numéricos com relação aos convencionais, é que no nível de estação no lugar de painéis sinóticos existem Interfaces Humano-Máquina (IHMs) baseadas em telas de computadores, as chamadas Interfaces Gráficas do Usuário (em Inglês *Graphical User Interface - GUI*). Esse último termo é pouco utilizado, atualmente o termo IHM é mais habitual². Elas se tornaram comuns na década de 1990 e vários sistemas de automação elétrica computadorizados foram instalados com esse recurso [7].

A combinação de dispositivos eletrônicos baseados em microprocessadores, tecnologia de comunicação de dados e microcomputadores criou a possibilidade de obter mais dados e apresentar nas IHMs mais informações sobre o sistema de potência e sobre os equipamentos (primários e secundários) usados. Por exemplo, além da visualização dos parâmetros e variáveis do processo podem ser vistos também os resultados da análise do estado operacional.

Com a introdução de computadores também nos centros de controle, houve necessidade de padronização da comunicação entre eles e a usina/subestação. A primeira norma usada foi a IEC 60870-5 [2]. Entretanto, ela tem um protocolo lento. Assim foi criada a família IEC 60870-6 (ELCOM e TASE2 ou ICCP) para comunicações rápidas. Para superar alguns limites e facilitar a implementação, tornando-a mais amigável, essa comunicação está sendo incorporada na norma IEC 61850, apresentada na próxima Seção.

² Outro termo utilizado na época em que elas surgiram é Interface Pessoa-Máquina (em Inglês *Person-Machine Interface - PMI*), porém ele não vingou.

O acrônimo IHM antigamente significava Interface **H**omem-**M**áquina, mas atualmente considera-se que o termo Interface **H**umano-**M**áquina é mais adequado por ser “politicamente correto” com relação aos gêneros masculino e feminino.

A tecnologia numérica trouxe facilidades praticamente impossíveis na tecnologia anterior. Dentre as principais podem ser citadas [1] [7] [9] [11] [12] [15] [20] [23]:

- aquisição de dados em ambientes complexos;
- concentração das informações em um único lugar;
- adição de informações para tomadas de decisão;
- detalhamento de alarmes em tempo real;
- seleção de informações relevantes;
- disponibilidade de informações “amigável”;
- sugestão de ações a serem tomadas;
- reação automática do sistema;
- registro de dados históricos para análise;
- IHMs baseadas em telas de computadores;
- interface comum independente do equipamento;
- minimização da ocorrência de erros humanos;
- otimização do quadro de operadores;
- melhor aproveitamento dos equipamentos primários;
- dados para análise da vida útil dos equipamentos;
- monitoramento baseado na condição;
- uso de probabilidades para manutenção;
- extrapolações para prever defeitos ou falhas;
- predição para ação corretiva antes da falha;
- implementação de técnicas avançadas de manutenção;
- indicação do melhor momento para intervenção;
- procedimentos de testes mais elaborados;
- períodos de testes de manutenção menores;
- tempos de interrupção reduzidos;
- automonitoramento e autodiagnóstico;
- ênfase em manutenção corretiva ao invés de preventiva;
- uso de arquiteturas redundantes;
- os valores ajustados são exatos e não degradam;
- não há necessidade de calibração ou aferição;
- ajustes e trocas de parâmetros são mais flexíveis;
- vários ajustes para diferentes condições do processo;
- desenvolvimento de algoritmos para diversas funções;
- melhoria de diagnósticos do sistema;
- maior troca de dados com outros sistemas;
- operação e diagnósticos remotos;
- redução da complexidade do hardware;
- redução do espaço físico necessário;
- menor custo de investimento/instalação;
- comissionamento mais fácil;
- redução do custo de operação e manutenção.

Por fim, a tecnologia digital melhorou a disponibilidade e confiabilidade dos sistemas. Estudos teóricos têm mostrado que a disponibilidade da proteção digital é comparável ao esquema de proteção analógico redundante, provendo ao mesmo tempo alta segurança contra falsa operação [23]. O mesmo se aplica aos sistemas de automação. Entretanto, o uso

de equipamentos redundantes, em especial nas proteções, se mantém [5]. Essa ainda é uma das melhores formas de se aumentar a confiabilidade dos sistemas. A redundância também está presente em quase todas as redes de comunicação de dados, pois elas são pontos críticos dos sistemas modernos. É comum se utilizar uma rede dupla com *switches* e cabeamentos completamente independentes.

Hoje em dia, em uma usina hidrelétrica existem distintos sistemas e equipamentos como: SCADA, medidores, relés e registradores de faltas, etc. Todos eles estão evoluindo para tecnologias completamente digitais. A tecnologia básica para cada um deles é idêntica e a separação tem sido imposta apenas por tradição (devido a limitações das tecnologias antigas) e pelas organizações [14].

III. ESTADO DA ARTE

Os sistemas de automação elétrica a partir da segunda metade da década de 2000 são (aqui) classificados como modernos. Eles têm características similares às dos sistemas numéricos, usando *hardware* comum ao invés de dispositivos dedicados por função e muita tecnologia de comunicação de dados, principalmente através de fibras ópticas. Assim, os sistemas de automação atuais são totalmente digitais. Outro aspecto que caracteriza a tecnologia é que ela é fortemente baseada em padrões e normas globais convergentes. Esse é o estado da arte.

Os sistemas de automação modernos herdaram todas as facilidades dos sistemas numéricos descritas na Seção anterior e agregaram novas vantagens. Muitas delas devido ao fato dos dispositivos digitais também estarem presentes no nível de processo. Nele, o cabeamento de cobre convencional é substituído por uma rede de comunicação de dados. Isso permite uma nova abordagem do sistema.

No passado, para cada tarefa era desenvolvido um dispositivo dedicado [11]. Ele oferecia um desempenho ótimo para uma tarefa específica. Hoje, as funções dos IEDs são praticamente determinadas pelos *softwares* que rodam neles. Do ponto de vista do *hardware*, as aplicações se diferem principalmente pelo tipo e número de entradas e saídas. Note que as condições ambientais tanto para os dispositivos de controle como para os de proteção são as mesmas.

A tendência é que o número de dispositivos independentes diminua, pois cada dispositivo pode fornecer várias funções. Para otimizar o sistema e reduzir os custos utiliza-se a máxima da integração de mais e mais funções em menos e menos equipamentos [4]. Isso é a linha seguida nos últimos dez anos [5]. Além disso, menos equipamentos de supervisão e controle resultam em menos manutenção.

A. Comunicação

A comunicação nos sistemas de automação anteriores aos modernos era baseada em elos seriais e complementada com cabeamento de cobre convencional. Nos sistemas numéricos os canais de comunicação mais usados eram os padrões RS-232 ou RS-485. Esses não eram adequados para muitas necessidades dos usuários. A transferência de grandes

quantidades de dados, como registros de perturbações, poderia levar horas, devido às baixas velocidades de transmissão.

No final da década de 1970 já existia a idéia de fazer a aquisição e conversão dos dados próxima aos sensores e enviá-los por rede. Porém, o compartilhamento dos dados foi prejudicado pelos limites da tecnologia de comunicação disponível. Hoje essa deficiência foi superada.

Atualmente o cabeamento de cobre é utilizado praticamente apenas dentro dos mecanismos, para sinais internos. Toda a comunicação entre os dispositivos necessária para a automação é feita através de redes de dados, quase sempre usando fibras ópticas. A rede que tem se destacado é a Ethernet [21]. Entretanto, com a substituição dos cabos de cobre por comunicação serial surge o problema de continuar atendendo os requisitos de tempo real agora por redes, uma vez que a Ethernet é não determinística.

Com o desenvolvimento da comunicação serial e globalização do mercado, os usuários e fabricantes sentiram a necessidade de um protocolo comum. Porém, os sistemas de automação elétrica eram baseados em padrões não projetados especificamente para esse fim. A primeira abordagem de protocolo para automação elétrica foi a introdução do IEC 60870-5-103 como interface informativa para dispositivos de proteção [4]. Em seguida, os protocolos e normas evoluíram até a padronização dos dados, culminando na norma IEC 61850 usada atualmente. Agora há um padrão global abrangente para atender toda a comunicação.

Essa evolução foi possível apenas porque os dispositivos primários (sensores e atuadores) não convencionais possibilitaram o uso de comunicação serial no nível de processo. Isso causou grandes mudanças com relação aos projetos tradicionais.

A tecnologia moderna também oferece recursos eficientes para endereçamento de dados. Junto com a rede de dados no nível de processo, isso permite uma nova alocação de funções [3] [12]. Esta é uma característica marcante dos sistemas modernos e não era nem imaginada no passado. Uma nova abordagem com análise funcional, tanto durante a operação normal como durante emergências ou faltas, pode ser utilizada. A alocação das funções de intertravamento pode ser concentrada apenas nos dispositivos de unidade, e não no nível de estação, possibilitando a operação autônoma em caso de perda de comunicação com o computador do nível de estação.

O uso de mensagens de rede para intertravamentos e implementação de circuitos lógicos elimina relés auxiliares e cabeamento. Isso é feito através de comunicação direta *peer-to-peer* entre unidades. Ela já funciona bem para controle e intertravamentos dos sistemas de automação. Entretanto, o uso para proteção ainda não é uma prática comum, devido ao relativamente longo tempo de reação. Além disso, ainda é necessário um maior grau de confiabilidade para se implementar os *trips* dessa forma. Com as taxas de transmissão cada vez mais altas e com o uso de redes virtuais, essas questões estão sendo solucionadas.

Para sincronizar os diversos dispositivos da rede é

necessário um sinal externo. Geralmente todos os dispositivos são conectados a uma fonte de tempo base por satélite para sincronização. Atualmente utiliza-se um receptor *Global Positioning System* (GPS) conectado à rede Ethernet. Os IEDs são tipicamente sincronizados com precisão da ordem de um milisegundo. Utiliza-se o protocolo *Simple Network Time Protocol* (SNTP) [4].

A troca de dados não ocorre apenas entre os elementos funcionais no nível de unidade, mas também entre diferentes níveis da hierarquia funcional. Isso permite que funções em níveis diferentes possam ser alocadas no mesmo dispositivo físico e, ao mesmo tempo, dispositivos físicos diferentes possam trocar dados no mesmo nível funcional.

A comunicação no estado da arte vai além do processo automatizado. Uma tendência dos sistemas modernos é a utilização de Redes de Longo Alcance (em Inglês *Wide Area Network* - WAN). Vários fabricantes oferecem sistemas com servidores de Internet integrados [23]. Os dados adquiridos podem ser colocados de forma econômica em uma intranet, por exemplo, e distribuídos para vários usuários.

Essas redes amplas fizeram com que as informações estejam disponíveis em toda a empresa. O acesso aos dados para operação e diagnóstico pode ser feito a partir de qualquer lugar. O problema é selecionar a informação útil a partir da grande quantidade de dados disponível. Sistemas especialistas podem auxiliar nessa tarefa [23].

Outra aplicação dessas redes amplas é a criação de centros de controle. A opção de monitorar e operar remotamente está tornando-se cada vez mais desejada. Isso é um esforço para reduzir custos e também responder de forma rápida quando problemas ocorrerem. O estado da arte visa atender essa tendência, através dos protocolos e modelos de dados.

B. Norma IEC 61850

Outra grande diferença dos sistemas modernos com relação aos sistemas numéricos, é que nos primeiros o uso de normas e padrões globais convergentes é marcante. Os novos padrões provêm a capacidade de trocar não apenas dados, mas também modelos dos componentes do sistema [8]. Eles permitem validar, identificar, rejeitar e corrigir os dados em tempo real e calibrar remotamente os dispositivos de aquisição de dados, além de outras aplicações limitadas apenas pela imaginação e esforço dispensado [14]. Entretanto, esses recursos do estado da arte ainda estão sendo implementados nos equipamentos comerciais.

Como já foi citado, a norma que tem se destacado na área é a IEC 61850 “*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*” publicada em 2002 [8]. Ela foi projetada desde o início para operar sobre tecnologias de redes modernas e possibilitar funcionalidades que não são disponíveis nos protocolos convencionais [13], utilizados nos sistemas numéricos. Isso reduz custos para projetar, construir, instalar, comissionar e operar os sistemas de potência.

A norma IEC 61850 é o resultado do trabalho de entidades normativas, fabricantes e usuários. Ela dá as diretrizes para a implementação de sistemas de automação elétrica modernos,

visando interoperabilidade e longo tempo de vida. A IEC 61850 é a única norma que trata a comunicação nos três primeiros níveis do sistema de automação e entre eles [3]. Ela se aplica à automação de sistemas elétricos de qualquer tipo, tamanho e nível de tensão. Todos os nomes (dispositivos, funções, pontos, etc.) são padronizados e definidos no contexto dos sistemas de potência [13]. Além disso, a norma suporta transformadores de instrumentação não convencionais [16].

Segundo a parte 1 da norma IEC 61850 [8], o IED apresentado na Seção “II – Tecnologias Anteriores” é qualquer dispositivo que contém um ou mais processadores, com a capacidade de receber ou enviar dados/controle de, ou para, uma fonte externa. São exemplos os medidores multifuncionais eletrônicos, relés digitais e controladores. Já a parte 2 da IEC 61850 apresenta um complemento à definição do ponto de vista mais lógico: IED é um dispositivo capaz de executar o comportamento de um ou mais nós lógicos específicos em um contexto particular e delimitado por suas interfaces.

C. Hardware e Arquitetura

A inteligência, que já era disponível no nível de unidade nos sistemas numéricos, também está presente no nível de processo dos sistemas modernos. Isso se deve à introdução de sensores, em especial os novos tipos de transformadores de instrumentação, e atuadores microprocessados. Agora, os IEDs também estão no nível mais baixo do sistema de automação elétrica. Esses novos dispositivos podem ter tela gráfica para apresentar mímicos e um pequeno teclado para comandos. Assim, eles podem ser usados isoladamente ou conectados. Além disso, dispositivos portáteis com recursos de comunicação sem fio também podem ser usados para operação local e manutenção.

Nos sistemas modernos devem ser exploradas as arquiteturas de automação distribuída, mesmo com diversas funções implementadas em um único IED, e comunicações vertical e horizontal. Os grandes sistemas de automação tipicamente usam uma unidade central e unidades menores de controle separadas. Neles há troca de informação e de modelos dos componentes entre todos os níveis. A tendência é que a funcionalidade seja localizada próxima ao processo. Os dispositivos antigos foram substituídos por tecnologias inteligentes mais flexíveis.

Com a flexibilidade dos sistemas digitais e com a grande capacidade de comunicação, funções que antes eram realizadas por equipamentos dedicados podem ser incorporadas em outros dispositivos e se criar novas funcionalidades. Por exemplo, a medição e registro de eventos são oferecidos como padrão até mesmo nos menores relés e o monitoramento da qualidade da energia é parcialmente coberto pelos relés de proteção [23].

Desta forma, nos sistemas modernos há uma redução ainda maior das instalações físicas. O uso de sensores inteligentes ligados em rede, no lugar dos tradicionais, combinado com proteção e controle digitais permite o projeto de plantas mais

compactas. Relés auxiliares são eliminados, chaves de teste estão próximas da extinção e ao invés de centenas de cabos entre relés, há um par de fibras ópticas a partir de cada relé para os *switches* [17]. A redução de cabeamento diminui a quantidade de *hardware* e também permite um ajuste fácil do sistema no futuro.

As características acima descritas e o uso de normas facilitaram muito o processo de configuração do sistema de automação. Nos sistemas numéricos é necessário se configurar todas as conexões, uma a uma. As informações vindas do processo são identificadas por números e letras, praticamente aleatórios, sem qualquer agrupamento funcional. Já nos sistemas modernos, como todos os nomes são padronizados, o serviço mais pesado de configuração pode ser feito de forma automática, economizando muito tempo e dinheiro. O estado da arte será alcançado quando os equipamentos tiverem a compatibilidade “*plug and play*”.

Modificações em sistemas modernos são muito mais fáceis comparando-se com sistemas convencionais e até com os numéricos. Mudar uma base de dados é muito mais simples que adicionar ou remover cabos. Novos esquemas de automação (e proteção) podem ser adaptados com pequeno trabalho de projeto. Além disso, o risco de que causar interrupção nesses casos é minimizado pelo uso de ferramentas de *software* seguras e projeto de *software* modular [11]. As ferramentas estão cada vez mais fáceis de usar, requerendo um treinamento mínimo.

Atualmente na área de distribuição há uma tendência de combinar IEDs de controle e proteção, principalmente para redução de custos. A redução de vários dispositivos para um único equipamento multifuncional também economiza espaço e cabeamento. Não se utilizam mais várias medições para aplicação em dispositivos diferentes. Agora se adquirem todas as correntes e tensões em um único lugar, de uma só vez, com alta resolução, grande precisão e sincronizadas para alimentar todos os outros dispositivos. Provavelmente, essa tendência de integração se estenderá para as áreas de geração e transmissão.

Antes dos equipamentos baseados em microprocessadores e da comunicação serial essa integração era muito difícil devido ao uso de equipamentos dedicados diferentes, mas hoje em dia é factível. As funções de supervisão, controle, automação, proteção e monitoramento são agora consideradas como parte integral do sistema secundário e não mais como entidades independentes [5].

Outra vantagem de uma plataforma de dispositivo numérico comum para controle e proteção é que a comunicação serial, registro de eventos e distúrbios necessitam de ser projetados apenas uma vez para toda uma família de equipamentos. Dessa forma, as funções podem ser oferecidas integralmente aos clientes com um preço melhor, comparando-se quando equipamento adicional dedicado é necessário [5]. Por exemplo, no passado usavam-se três interfaces independentes para controle, proteção e medição, agora apenas uma interface é necessária.

Tanto nas usinas e subestações como nos centros de controle, as estações de trabalho clássicas podem ser

substituídas por computadores com *browsers* para Internet tradicionais. Entretanto, devem existir recursos para customizar as IHMs para mostrarem as informações necessárias nos formatos e locais desejados.

D. Software

Quando surgiu a tecnologia digital, havia poucos estudos para comparação e avaliação de algoritmos [9]. Isso era uma tarefa difícil, pois se utilizavam linguagens de montagem devido à necessidade de execução em tempo real. A análise, síntese e avaliação de algoritmos eram processos importantes a serem tratados. Com os anos de experiências e com a facilidade proporcionada pelas linguagens de programação de alto nível, chegou-se a algoritmos não apenas mais eficientes, mas também com alta confiabilidade.

Como em qualquer sistema digital, nos sistemas de automação elétrica modernos os avanços de *hardware* estão à frente dos avanços de *software* [14]. Para conviver com isso, é usado o conceito de *software* modular escrito em linguagem de programação de alto nível ou gráfica, que tornam os sistemas independentes do *hardware*. Isso é essencial para contornar o problema causado pelo rápido ciclo de inovação que o *hardware* é sujeito [11]. Essa abordagem garante compatibilidade de *software* e *hardware*, facilitando a extensão do tempo de vida do sistema e o uso de peças de reposição.

Nos sistemas modernos os programas são estruturados e com muita reutilização, inerente à orientação por objetos. Isso reduz os erros e aumenta a eficiência. Atualmente a implementação dos circuitos lógicos é feita por Diagrama de Blocos Funcionais, Sequenciamento Gráfico de Funções, Diagrama Ladder, Lista de Instruções ou Texto Estruturado. Entretanto está se buscando a padronização através de uma única linguagem.

A IEC 61850 [8] define na sua parte 6 uma linguagem padronizada de configuração denominada *Substation Configuration description Language* (SCL). Ela tem seu escopo restrito às descrições das capacidades dos IEDs e dos sistemas de automação e proteção.

A SCL proporciona uma descrição formal do sistema de automação no nível de Engenharia. Ela permite descrever o diagrama unifilar e a alocação de funções, tanto para o diagrama unifilar como para os IEDs usados. Ela tem os recursos necessários para a descrição de:

- Estrutura primária do sistema: equipamentos primários e suas conexões elétricas;
- Sistema de comunicação: a topologia das redes e seus pontos de acesso;
- Aplicações no nível de comunicação: como os dados são agrupados e quais serviços de comunicação se utilizam;
- Nós lógicos: os tipos e instâncias e suas relações com os IEDs e equipamentos primários.

Com a evolução das tecnologias, os bancos de dados cresceram muito. Sistemas modernos, que usam IEDs como fonte de dados, têm bancos de dados bem maiores que os

sistemas anteriores. Geralmente os bancos de dados praticamente dobram de tamanho, mas podem ser até cinco vezes maiores. Portanto, o gerenciamento dos bancos de dados é mais complexo exigindo mais esforços de análise e recursos. A vantagem é que a padronização existente facilita a criação e utilização de estruturas de dados.

E. Instalação e Manutenção

O estado da arte também oferece a possibilidade de padronização de procedimentos de Engenharia, comissionamento e manutenção. Isso torna os trabalhos mais fáceis e resulta em redução de custos. Por exemplo, um número muito maior de testes pode ser realizado em fábrica, reduzindo assim o tempo de comissionamento. Entretanto, na prática muitas vezes é testado todo o sistema no campo repetindo testes já realizados na fábrica, devido ao grande cuidado das pessoas envolvidas.

Nos sistemas convencionais e numéricos, os detalhes específicos da tecnologia do mecanismo eram trabalhados no nível de unidade. Também era exigido grande cuidado com os detalhes das conexões elétricas. Nos sistemas modernos isso se tornou transparente, não é mais necessário saber detalhes dos mecanismos.

Nas tecnologias anteriores, a verificação da Engenharia e conexões durante o Teste de Aceitação em Fábrica (TAF) e durante o Teste de Aceitação em Campo (TAC) consistiam de muito trabalho manual. Por exemplo, no TAC pelo menos duas pessoas eram necessárias para checar todas as conexões. Era um trabalho lento e tedioso. As conexões em rede e padronização de dados dos sistemas modernos eliminaram esse trabalho.

A manutenção da nova tecnologia é mais simples e mais barata [11]. Assim como nos sistemas numéricos, os sistemas modernos com automonitoramento e autodiagnóstico podem reduzir consideravelmente a manutenção. Porém, isso requer uma mudança da filosofia de manutenção [12]. O tempo necessário para se detectar o defeito é bem menor, o que permite a manutenção corretiva ao invés da preventiva e aumenta a confiabilidade. Falhas de *hardware* e *software* geram alarmes imediatamente para o operador, que pode tomar uma ação corretiva prontamente. Inclusive podem ser criados mecanismos para verificação da correta recepção das mensagens pela rede.

Os testes podem ser facilitados pelo uso de aplicativos. Entretanto, é necessário um esforço para a seleção de procedimentos de testes ótimos para vários dispositivos e sistemas. Esse é um tema que ainda está sendo desenvolvido. Por outro lado, já existem aplicativos para seleção ótima de parâmetros para os IEDs. Porém, esses aplicativos são utilizados *off-line* e os parâmetros são alterados geralmente pelo pessoal de manutenção. Não há razão para que os ajustes dos controladores e relés não sejam recalculados *on-line* baseando-se nas modificações das condições do sistema de potência [1]. Esses ajustes poderiam então ser automaticamente carregados nos dispositivos, sem a intervenção humana.

Desde a tecnologia numérica, o processo de documentação é diferente, essencialmente porque as implementações com microprocessadores fornecem soluções de *hardware* e *software*. Portanto, a documentação de *software* é uma necessidade relativamente nova. Além disso, agora há eliminação do físico e aumento do digital. O que antes era descrito por desenhos detalhados e registros dos parâmetros, agora deve ser acompanhado de arquivos de configuração e diagramas lógicos em formato digital. O controle da configuração dos IEDs é crítico para uma operação confiável e importante para uma manutenção eficiente. As empresas devem pensar em uma nova metodologia para documentação dos sistemas, esquecendo velhos hábitos.

F. Operação

No final da década de 1990 já se acreditava que as vantagens das IHMs dos sistemas de automação usando telas de computadores são significativamente maiores que as desvantagens [7]. Hoje em dia, com os avanços de *hardware* e *software* as vantagens são ainda maiores. A aceitação da nova interface pelos operadores é normalmente grande, até mesmo para os operadores menos familiarizados com computadores, requerendo um pequeno treinamento inicial ou uma atualização [7]. O treinamento para a familiarização pode ser realizado facilmente, devido aos recursos computacionais de simulação existentes nos sistemas digitais.

O estado da arte já permite que todo o trabalho manual ainda feito atualmente, como inspeções e leituras, seja feito automaticamente. Os sistemas modernos dispõem de recursos para isso, tendo inteligência e todos os dados operacionais e não operacionais acessíveis. Além disso, eles podem fazer diagnósticos e gerar alarmes e relatórios automaticamente. Isso também contribui para a mudança de filosofia da manutenção periódica para manutenção preditiva.

Com relação aos alarmes, os sistemas de supervisão e controle atuais ainda empregam processamento determinístico [1]. As prioridades dos alarmes são definidas no projeto e todos eles requerem atenção do operador. Uma grande perturbação do sistema elétrico pode disparar centenas de alarmes e eventos, o que torna difícil entender o que realmente aconteceu. Para facilitar a operação devem se desenvolver processadores de alarmes com bases em regras e sistemas especialistas. O gerenciamento dinâmico pode eliminar os alarmes irrelevantes para que se reconheçam os problemas críticos, garantindo uma resposta mais rápida e precisa.

G. Desafios

Quando se usa uma nova tecnologia, o primeiro passo é geralmente copiar o que era feito antes. Os projetos de automação elétrica atuais são, em princípio, cópias do que era feito com a tecnologia anterior. As grandes mudanças requerem repensar as aplicações e definir um caminho para as várias modificações, o que leva tempo. Ter experiência com a nova tecnologia também é importante.

Para explorar todos os benefícios da nova tecnologia devem se considerar mudanças na abordagem tradicional de Engenharia e aplicação dos sistemas de automação [3] [6] [9].

Deve se pensar na arquitetura geral do sistema e o usuário deve saber claramente quais funcionalidades são realmente necessárias. Para as maiores mudanças é necessário conhecer bem os comportamentos dos dispositivos instalados até o momento, reprojetar utilizando os novos recursos e definir um caminho para a implementação.

A comunicação por redes tem grande impacto nos sistemas de automação. O projeto de intertravamentos e circuitos lógicos deve ser completamente refeito usando mensagens de dados. Além disso, nos níveis mais altos de automação dos novos projetos deve se considerar a mudança da comunicação mestre-escravo para a cliente-servidor.

Os sistemas digitais com comunicação serial facilitam a troca de informação entre todos os níveis, incluindo entre o nível de estação (as usinas e subestações) e os centros de controle. O desafio é adaptação dos aplicativos para realmente se utilizar todas essas informações [12]. Além disso, o volume de dados aumentou significativamente. Além dos dados medidos, os dispositivos baseados em microprocessadores fornecem valores calculados, em tempo real ou não.

A abundância de dados trouxe benefícios. Com os sistemas de automação modernos, é possível operar o sistema de potência mais próximo dos seus limites devido ao monitoramento e disponibilidade de informações em tempo real dos parâmetros e valores operacionais do sistema [12]. Porém, os *softwares* devem ser modificados e os operadores estarem preparados para usar os dados adicionais.

É sabido que separação de dispositivos de controle e proteção é bem definida e rigorosa em quase todas as concessionárias (e fabricantes) [4] [9]. Entretanto, hoje em dia nas áreas de distribuição e redes de alimentação industriais, a tendência é combinar unidades de controle e proteção baseadas em IEDs [23]. Um dispositivo universal integra todas as funções secundárias da subestação com exceção de medição para taxação. Provavelmente, essa tendência de integração se estenderá para as áreas de geração e transmissão.

As funções de automação e proteção estão convergindo para um sistema integrado e não são mais tratadas como sistemas independentes. Agora os especialistas envolvidos nessas atividades devem trabalhar mais próximo do que no passado. A união de atividades e departamentos tradicionalmente diferentes é uma tendência, tanto para os fabricantes de equipamentos secundários como para as concessionárias.

Além disso, os IEDs são fornecidos por vários fabricantes e têm funcionalidades diferentes. Eles podem até ser de gerações de tecnologias diferentes. O requisito chave para eles em um sistema integrado é o intercâmbio de dados, ou seja, a interoperabilidade. Os dados, semânticas e funções mais importantes devem ser padronizados.

A variedade de IEDs, as rápidas mudanças tecnológicas e o crescimento da complexidade dos produtos e sistemas demandam também um aumento da parceria entre fornecedores e empresas de energia elétrica, os usuários [11]. O trabalho conjunto de fornecedores e usuários será a melhor forma de resolver os problemas complexos da área. Além

disso, o uso da nova tecnologia em parceria com ferramentas de Engenharia leva ao desenvolvimento mais flexível de novas funções.

IV. CONCLUSÕES

Os sistemas de automação elétrica se desenvolveram muito nas últimas décadas. Porém, a maioria dos projetos de sistemas modernos procurou emular as tecnologias anteriores. O benefício total da nova tecnologia, o estado da arte, será alcançado apenas se as capacidades forem conhecidas e utilizadas. O projetista deve se preocupar com a arquitetura geral do sistema de automação e com a utilização de todos os novos recursos necessários.

Com o estado da arte é possível implementar sistemas de automação elétrica mais compactos, com alta disponibilidade e confiabilidade e até mesmo com menor custo. Entretanto, os usuários e fabricantes não estão explorando todo o potencial. Isso se deve a vários fatores, dentre eles podem ser citados: o conservadorismo do setor elétrico, devido à responsabilidade pelo fornecimento de energia e demonstrado na relutância em aceitar novas tecnologias, e o desconhecimento da norma IEC 61850, associado ao fato dela ser relativamente nova. É necessária uma mudança de filosofia dos novos sistemas para se utilizar plenamente os recursos atualmente disponíveis. Para isso é imprescindível educação nessa área, tanto para as concessionárias como para os fabricantes.

Infelizmente, nem todo o desenvolvimento apresentado na teoria está disponível no mercado mundial. Espera-se que novos dispositivos, equipamentos e aplicações sejam desenvolvidos, baseados nos padrões modernos, para se implementar os sistemas de automação elétrica modernos de fato. Além disso, espera-se que existam alternativas de escolha de equipamentos similares entre fabricantes diferentes, permitindo a tão almejada interoperabilidade.

Nem todas as mudanças que estão ocorrendo são necessariamente positivas. O aumento do uso de computadores e redes tornou os sistemas de potência mais vulneráveis ao desligamento devido a problemas inexistentes antes deles, como ataques de *hackers* e mau funcionamento de novos equipamentos da arquitetura, por exemplo. Além disso, o tempo de vida dos dispositivos digitais é menor com relação aos seus predecessores. Assim, é muito importante pensar no tempo de vida dos sistemas já nas fases iniciais do projeto.

V. AGRADECIMENTOS

O autor M. F. Mendes agradece à ITAIPU Binacional a oportunidade e o apoio para realizar este trabalho.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. J. Ackerman, "Substation automation and the SEM". In *IEEE Transmission and Distribution Conference* (New Orleans - USA), vol. 1, pp. 274-279, April 1999.
- [2] R. Baumann and K.-P. Brand, "The standard IEC 61850 - a simple but comprehensive solution for todays power system requirements". In *15th Power Systems Computation Conference - PSCC* (Liège – Belgium), August 2005.
- [3] K.-P. Brand, "The introduction of IEC 61850 and its impact on protection and automation within substations". *ELECTRA - CIGRÉ* 233, pp. 21-29, August 2007.
- [4] I. De Mesmaeker, P. Rietmann, K.-P. Brand, and P. Reinhardt, "Substation automation based on IEC 61850". In *6th Regional CIGRÉ Conference* (Cairo - Egypt), November 2005.
- [5] I. De Mesmaeker, P. Hindle, J. Amantegui, J. Ordacgi, and S. Chano, "SC B5 protection and automation - current activities and prospects". *ELECTRA - CIGRÉ* 236, February 2008.
- [6] L. Hossenlopp, "Engineering perspectives on IEC 61850". *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 45-50, May / June 2007.
- [7] S. Humphreys, "Substation automation systems in review". *IEEE Computer Applications in Power* 11, 2, pp. 24-30, April 1998.
- [8] *IEC Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*, IEC Standard 61850, Edition 1.0, 2002.
- [9] M. Kezunovic, "Microprocessor applications in electric power substations and power plants - state of the art and future trends". In *4th International Conference on Present Day Problems of Power Systems, Automation and Control* (Gliwice - Poland), May 1985.
- [10] M. Kezunovic, "Future trends in protective relaying, substation automation, testing and related standardization". In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific* (Yokohama – Japan), vol. 1, pp. 598-602, October 2002.
- [11] H. Landau, I. De Mesmaeker, J. Maass, and P. Brockett, "Advantages of modern protection and control system architecture and the operational consequences". In *CIGRÉ Session 1998* - 34-109 (Paris - France), August 1998.
- [12] B. Lundqvist, and Y. Aabo, "The cost benefit of modern substation automation in electrical high voltage installations". In *CIGRÉ Session 2002* - 34-106 (Paris - France), August 2002.
- [13] R. E. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and benefits". In *PSCE - Power Systems Conference & Exposition* (Atlanta - USA), pp. 623-630, October 2006.
- [14] A. P. S. Meliopoulos, "Substation automation, are we there yet". *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 28-30, May / June 2007.
- [15] M. F. Mendes, "Acquiring analog data from existing conventional industrial panels". In *V Induscon - Conferência Internacional de Aplicações Industriais IEEE* (Salvador - Brasil), Julho 2002.
- [16] M. F. Mendes, "Desvendando o transformador de corrente óptico com interferômetro Sagnac em linha". In *C3N - Congresso da Academia Trinacional de Ciências* (Foz do Iguaçu - Brasil), Outubro 2008.
- [17] P. Myrda, and K. Donahoe, "The true vision of automation". *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 32-44, May / June 2007.
- [18] C. Rameback, "Process automation systems - history and future". In *5th IEEE International Workshop on Factory Communication Systems* (Vienna - Austria), September 2004.
- [19] G. D. Rockefeller, "Fault protection with digital computer". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, n. 4, pp. 438-464, April 1969.
- [20] B. D. Russell, T. L. Doern and A. Martin, "Applications of microcomputer-based systems in power substations". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 201-207, January 1989.
- [21] T. Skeie, S. Johannessen and C. Brunner, "Ethernet in Substation Automation". *IEEE Control Systems Magazine*, pp. 43-51, June 2002.
- [22] H. L. Smith, "Substation automation problems and possibilities". *IEEE Computer Applications in Power*, pp. 33-36, October 1996.
- [23] G. Ziegler, "Protection and substation automation - state of the art and development trends". *ELECTRA - CIGRÉ* 206, pp. 14-23, February 2003.

VII. BIOGRAFIAS



Marcos Fonseca Mendes é formado em Engenharia Elétrica (ênfase em Eletrônica) pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG (1996). Fez Mestrado em Engenharia Elétrica (Automação, Controle e Informática Industrial) na Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1999). Tem Licenciatura Plena pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET-MG (2000).

Atualmente é engenheiro na área de projetos da ITAIPU Binacional e professor assistente da

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, no curso de Engenharia Elétrica. Tem experiência na área de Banco de Dados, Supervisão, Controle e Automação de Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Sistemas Digitais de Controle, Sistemas SCADA e Norma IEC 61850. Tem 8 artigos publicados e 7 orientações de conclusão de curso de graduação em Engenharia Elétrica.



José Antonio Jardini é formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP (1963). Mestre em 1970 e Doutor em 1973 em Engenharia Elétrica, Livre Docente em 1991, todos pelo Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas - PEA da EPUSP.

Trabalhou de 1964 até 1991 na Themag Eng Ltda. chegando ao posto de Superintendente. Atualmente é professor titular da Universidade de São Paulo - USP. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em geração e transmissão de energia elétrica. Atua principalmente nos seguintes temas: automação, energia, sistema de informação geográfica e gestão da manutenção em subestações e linhas de subestações.

É Fellow Member do IEEE e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE e do PES/IEEE. No IEEE foi tesoureiro e Chairman da Secção Sul Brasil, tesoureiro da R9, Editor Chefe da Revista do IEEE América Latina. Tem mais de 200 trabalhos publicados, vários livros e orientou 15 teses de doutorado e 31 trabalhos de mestrado.