

## A EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO SOBRAL II

LUÍS L'AIGLON PINTO MARTINS<sup>1\*</sup>, RAIMUNDO REGINALDO BEZERRA LEITÃO<sup>2</sup>

<sup>1</sup> MBA em Gerenciamento de Projetos, FGV, Fortaleza - CE; (85) 3499-2451, laiglon@chesf.gov.br

<sup>2</sup> Msc. em Telecomunicações, UECE, Fortaleza-CE (85) 3499-2183, rbleitao@chesf.gov.br

Apresentado no

Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC'2016  
29 de agosto a 2 de setembro de 2016–Foz do Iguaçu, Brasil

**RESUMO:** A modernização dos sistemas de supervisão, comando e controle das instalações elétricas, sempre foi uma das maiores preocupações das empresas de energia elétrica, com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) não é diferente. Sempre vislumbrando o "estado da arte" nesse quesito, a engenharia em acordo com operação da empresa, sempre procurou evoluir e aplicar nas subestações novas funções de proteção, automação e controle que facilite a operação e manutenção, reduzindo o tempo das tarefas, custos do projeto e manutenção desse sistema. A inovação tecnológica das subestações mudou drasticamente a cada expansão de sistema pois trouxeram novas gerações de dispositivos. Esses sistemas diferentes foram se agregando de forma que o mais moderno deveria se compatibilizar com o mais antigo. Abordaremos a Subestação de Sobral II (SE SBD), que já foi do sistema da Companhia Hidroelétrica da Boa Esperança (COHEBE) entre 1965 a 1973, e depois de 1974 passou a ser mantida e operada pela CHESF e onde gerações diferente de equipamentos convivem integrados. Nesse trabalho se contextualizou as gerações de proteção e comando da subestação relatando as mudanças em sequência histórica, desde a época de sua primeira energização até os dias atuais. Enfim, faremos uma abordagem da boa convivência desses diferentes sistemas na mesma subestação e destacaremos o grande ganho em conhecimento devido a uma ampla bagagem de informações, atrelado a diversos dispositivos de diferentes tecnologias.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sistemas de Controle, Automação e de Proteção, IEC 61850, Merging Unit.

### EVOLUTION OF AUTOMATION SYSTEMS IN SOBRAL II SUBSTATION

**ABSTRACT:** The modernization of supervisory systems, command and control of electrical installations, has always been a major concern of electric utilities, with the Hydroelectric Company of São Francisco (CHESF) is no different. Always glimpsing the "state of the art" in this regard, engineering in accordance with the company's operation, always sought to evolve and apply the substations new protection functions, automation and control to facilitate operation and maintenance, reducing the time of the tasks, costs design and maintenance of this system. Technological innovation substation drastically changed every system expansion since brought new generations of devices. These different systems were aggregating so that the latest should be compatible with the older. We will cover the substation Sobral II (SE SBD), which was already the Hydroelectric Company of Boa Esperança (COHEBE) from 1965 to 1973 and then 1974 happened to be owned and operated by CHESF and where different generations of equipment coexist integrated. This work is contextualized protective generations and substation control reporting changes in historical sequence, from the time of its first power to the present day. Finally, we will approach the coexistence of these different systems in the same substation and highlight the great gain in knowledge due to an extensive range of information linked to multiple devices of different technologies.

**KEYWORDS:** Control Systems, Automation and Protection, IEC 61850, Merging Unit.

### INTRODUÇÃO

A subestação de Sobral II é uma instalação não abrigada, com arranjo do tipo barra principal e auxiliar, construída com objetivo de suprir o consumidor industrial em 230 kV e as cargas da região Norte do estado do Ceará no nível de subtransmissão em 69 KV. Também em 230 kV existem linhas

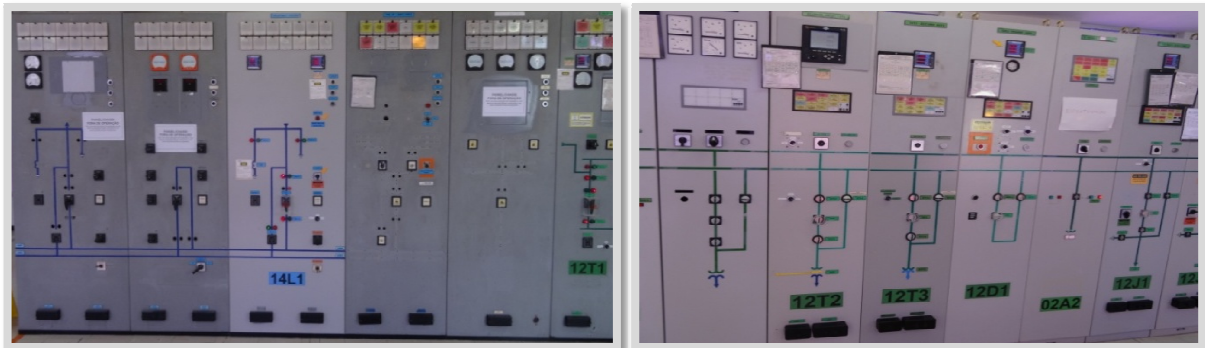
que se originam nas usinas de Boa Esperança, Tucuruí e Complexo Paulo Afonso. Na etapa inicial sua potência instalada era de 33 MVA. Com a necessidade de expansão da SE, logo chegou nos 200 MVA, em 1998 evoluiu para 300MVA e em 2014 atingiu os 400MVA com a energização de um quarto transformador de potência. Na arquitetura do sistema de automação da subestação, o sistema supervisorio SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) realiza toda a supervisão e controle na sala de comando e também remotamente através do Centro de Controle Regionais (CRON) em Fortaleza e em Recife. Esse sistema elaborado pelo CEPEL (Centro de Pesquisas da Eletrobrás), já é bastante difundido no sistema elétrico e no nosso caso, se comunica com vários dispositivos de fabricantes distintos, alguns com protocolo modernos como IEC61850 e outros já consolidados.

## MATERIAIS E MÉTODOS

Os relés de proteção são dispositivos eletromecânicos, estáticos ou digitais que conectados ao sistema elétrico de potência o monitoram ininterruptamente e possibilitam a detecção de situações intoleráveis ou indesejáveis do ponto de vista da normalidade operacional dentro de uma área definida (IEEE, 1970). Podem ser divididos nas seguintes categorias funcionais: Relés de proteção (detectam defeitos em linhas de transmissão, geradores e demais equipamentos do Sistema Elétrico de Potência - SEP), relés de monitoração (monitora as condições do SEP em tempo real, são os detectores de falta, unidades de alarmes, verificação de sincronismo e monitores de grandezas analógicas), relés de regulação (são ativados quando algum parâmetro sistêmico desvia dos padrões pré-definidos), relés auxiliares (obedecem ordens dos relés principais acionando os seus contatos, são os temporizadores, multiplicadores de contato, etc.) e relés de sincronização (verificam as condições existentes no SEP para interconectar dois ou mais circuitos de potência) (IEEE, 1970). Enquanto as gerações de relés, podemos salientar que existem: Relés eletromecânicos (são dispositivos compostos de mecanismos de acionamento móveis interligados, podendo ser de atração ou indução eletromagnética), relés estáticos (realizam suas funções em circuitos eletrônicos, sem a presença de partes móveis, podendo ser parametrizáveis), relés numéricos (são microprocessados com uma CPU, integrando diversas funções de proteção e até controle em um único equipamento). Com o surgimento da tecnologia digital, se tornou possível os relés de proteção, os painéis de supervisão e controle e o de oscilografia se transformassem em equipamentos único chamados de IED (Intelligent Electronic Devices).

O sistema de supervisão e controle de uma subestação tem o objetivo de fornecer ao operador indicação do estado (aberto ou fechado) dos equipamentos de manobra (disjuntores e chaves seccionadoras), indicação dos alarmes e grandezas elétricas e mecânicas de interesse (corrente, tensão e potência em cada circuito, temperatura e posição do tap dos transformadores), possibilitar mudanças topológicas nas subestações (comandos de abertura e fechamento de equipamentos de manobra), assim como o controle da tensão. Para funcionamento do sistema é requerido nessa subestação, ligação através de cabos, dos equipamentos no pátio até os painéis na casa de controle, ligando os sistemas SCADA (Supervision, Control And Data Acquisition), constituídos por Unidades Terminais Remotas (UTRs) e os equipamentos externos.

Figura 1 - Painéis das décadas de 70 e 80.

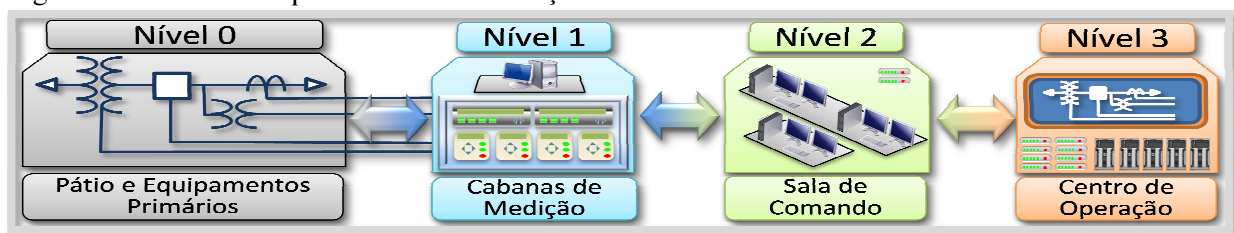


Na implantação da subestação, nos anos 70, tínhamos somente um painel conjugado que abrangia todos equipamentos (figura 1). Esse painel fabricado pela Westinghouse nos Estados Unidos da América, acomoda na sua parte frontal os comandos remotos dos disjuntores, as sinalizações de

estados dos equipamentos de pátio, anunciadores de alarmes, chaves de transferência de proteção, medidores de corrente, tensão e potência. Na parte traseira estão as proteções eletromecânicas monofásicas de cada vão.

Nos meados dos anos 80, um novo padrão de painéis surgiu, mais enxuto, devido a miniaturização de componentes. Agora, tínhamos um painel de controle na sala de comando menor em virtude de acrescentarmos uma extensão desse em um outro local chamado cabana de relés, onde fica os dispositivos de proteção. Também na década de 80 se começou a supervisionar as subestações da CHESF a distância, os alarmes de origem nos equipamentos de pátio da subestação, eram encaminhados para os painéis de controle e para remota ELEBRA e essa para uma central de operação remota. Nos anos 90, acrescentou a esse sistema remoto transdutores para supervisão de corrente, tensão e potência ativa, reativa e aparente e, também, de um sistema de telecomando de disjuntores e supervisão de estado, sua implantação foi demorada, sendo o principal agravante o custo de projeto executivo de controle e proteção. Posteriormente, foi instalado uma IHM (Interface Homem-Máquina) SAGE chamada de SSL (Sistema de supervisão local). Esse sistema, atendeu alguns objetivos perseguidos na época, como a diminuição nos tempos de recomposição depois de uma falta, ou do apoio dado na interpretação de dados pela equipe remota a operação local, contribuindo com a diminuição dos indicadores técnicos de indisponibilidade do sistema. Apesar de atender os objetivos iniciais, o sistema de automação necessitava evoluir conforme as novidades que iam surgindo no mercado a um custo-benefício mais competitivo. Assim, em 2003 uma evolução de arquitetura ocorreu com a utilização de um sistema proprietário com concentrador SICAM- PAS da SIEMENS e unidades de controle local através de mímicos e instalação de uma nova arquitetura da rede de dados do SAGE. Todos os componentes desse sistema se comunicam entre si através de rede local Profibus FMS e Ethernet 100 Mbits em fibra ótica com topologia em anel. Em 2010, com a implantação da norma IEC 61850 nas instalações da empresa, os novos vãos de futuras expansões na subestação iriam se comunicar dessa forma. Em 2013/2014 foram energizados com IEC 61850 dois novos eventos e substituída a UTR obsoleta por uma de maior capacidade de processamento, devido a antiga não comportar mais eventos. Assim, o Sistema Digital de MPCCS na SE Sobral II ficou dividido em quatro níveis de atuação (Lira et al., 2014), verificado na figura 2: Nível 0 (localíssimo) representa o nível de comando e controle junto aos equipamentos de pátio onde eles estão instalados; Nível 1(local) compreende as Unidades Autônomas (UA) compostas pelos diversos relés digitais, unidades de bay e unidades de controle central (SICAM-PAS). Este nível está localizado na casa de relés; Nível 2 (IHM Central) é composto pelo sistema computacional SAGE instalado na sala de comando central da subestação; Nível 3 composto pelo Centro Regional de Operação Norte e/ou outros Centros Regionais de Operação na CHESF.

Figura 2 - Níveis hierárquicos de uma subestação.



Com o aumento da complexidade das interligações regionais, e com isso a dinâmica das cargas no SEP, novas exigências de aumento da versatilidade, confiabilidade e robustez dos sistemas de proteção refletiram diretamente na necessidade do aumento da velocidade e no aprimoramento das características funcionais dos equipamentos de proteção conforme visto abaixo (figura 3).

Figura 3 - Relés das diversas gerações tecnológicas.



O resultado do uso de relés eletromecânicos da primeira geração tem sido manutenção e execução extensivas, com os relés estáticos da segunda geração o seu alto índice de defeito nas fontes de alimentação. Desta forma, tanto o projeto como a manutenção dos esquemas de proteção usando esses relés, são dispendiosos e consomem tempo de trabalho. Nos últimos anos, as especificações inovaram para exigir relés do tipo digitais nos novos empreendimentos, para os antigos eventos a política de atualização era o RETROFIT, que consiste na troca de relés já considerados ultrapassados ou fora dos padrões exigidos de eficiência. Desta forma a implantação de relés digitais microprocessados se tornou um grande sucesso dentro do sistema organizacional da companhia, tendo seu dispêndio economicamente justificado. Os retrofits foram acontecendo de acordo com a obsolescência dos relés antigos. Assim, nos dias atuais, no antigo painel duplex da década de 70 na SE SBD com relés eletromecânicos está se encontra praticamente substituído.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para integramos os novos eventos com os existentes na SE, diversos fatores deveriam ser estudados para encontrar a melhor forma de unir o antigo ao moderno. Há de se analisar a topologia da instalação e conceitos de filosofias adotadas, onde os conceitos passam de geração em geração de sistemas e são providas por componente que de início remetiam aos vínculos comerciais com os EUA de onde a maioria foi importada e que tinham como características a robustez e a proposta de durabilidade, em relação ao resultado proposto e executado agora com relés digitais e seus firmwares lógicos. Por exemplo, uma idéia inovadora foi a substituição dos painéis de regulação e paralelismo dos transformadores de potência, pelo controle automático feito por lógica na IHM SAGE, que proporcionou a retirada de quatro painéis e muitos componentes, continuando a atender a critérios rigorosos de confiabilidade, segurança e desempenho, além de todos os requisitos estabelecidos pelos procedimentos de rede do ONS. A principal vantagem é a independência do tipo de equipamento e/ou fabricante; é de baixo custo e fácil implementação (Lisboa, 2013).

Com a norma mundial IEC 61850 já amplamente sendo utilizada na subestação, a mesma já é uma realidade na rotina dos engenheiros de proteção e automação, tornando-se uma tecnologia bastante importante na automação de subestações de energia, em especial pela possibilidade de utilizar IED de fabricantes distintos numa mesma rede. No tocante ao capítulo 9-2 da norma IEC 61850 (“process bus”), aplicada aos transformadores de instrumentos não-convencionais (NCIT - Non Conventional Instrument Transformer)/IED de proteção, seu conteúdo e potencialidade ainda são muito pouco explorados pelas empresas, porém representa grande potencial para melhoria e simplificação da arquitetura, assim como, redução de custos na automação de subestações com o uso de dispositivos chamados de MU (merging unit) quando aplicada entre os transformadores de instrumentos e os IED de proteção e medição (IEC,2003). As funções de sistema de automatização de subestação (Substation Automation System - SAS) são divididas em forma lógica e hierárquica nos níveis da automação da subestação (“station level”), vãos/IEDs (“bay/unit level”) e processo (“process level”). Para atender estas funções, a arquitetura de SAS, prevê implementação de uma rede de processo (Carmo et al., 2010). A rede de subestação já existente continua responsável pela comunicação horizontal e vertical dos dispositivos eletrônicos inteligentes – IEDs e a rede de processo

que deverá ser instalada é responsável pela comunicação entre os IEDs e os dispositivos do processo. O uso de “merging unit” e de valores amostrados cria um tráfego que tem como característica uma elevada carga de informações e de natureza contínua. Neste caso é desaconselhável o uso desta aplicação na rede de subestação (“station level”), em virtude de possíveis sobrecargas e retenções no tráfego de informações (“engarrafamentos”). Ressalta-se que a rede de subestação é uma rede que tem o tráfego com o comportamento randômico e requisitos de tempos de transmissão das mensagens (GOOSE) igual ou menor que quatro milissegundos. Neste tipo de rede, o tráfego depende do tipo de falta que pode ocorrer no sistema elétrico primário de potência (Carmo et al., 2010). Atualmente, estão sendo estudado um processo embrionário de utilização de uma MU na SE SBD.

Outro aspecto a ser considerado que impacta na evolução da arquitetura é a forma de comandar esses novos sistemas. Os operadores deverão ser treinados para estarem aptos as novas tecnologias. O quadro de operação da SE SBD contempla trabalhadores que iniciaram os trabalhos nos anos 80, quando tínhamos somente os painéis duplex e de pessoas mais novas que já são bem familiarizados com a tecnologia e alguns são estudantes de tecnologia de informação. Apesar dos sistemas estarem migrando para serem independentes de operadores, o treinamento e o conhecimento especializado deve estar sempre a mão de quem mantém e opera a subestação, mesmo que seja a distância.

## CONCLUSÃO

Neste trabalho foram abordados alguns aspectos mais relevantes a serem considerados na integração de novas tecnologias com sistemas tecnológicos legados de processos onde o uso de automação ainda não se fazia presente de forma ampla, e ampliando sobremaneira os conceitos de confiabilidade sistêmica. A norma IEC 61850 veio para facilitar a implementação dos novos vãos, mas apesar da parte 9-2 ser uma tecnologia muito promissora, ela é pouco explorada pelas empresas. Devemos ressaltar que esta nova tecnologia depende de uma robusta infraestrutura e rede de comunicação, já que os tradicionais sinais de corrente analógicos serão substituídos por sinais digitais amostrados na rede. O principal impacto na arquitetura dos sistemas de proteção, controle e medição reside na implementação da rede de processo tendo como principal desafio a melhor escolha técnica do barramento de processo em função do tráfego das informações com uso das “merge units”. Os primeiros experimentos e resultados obtidos em campo demonstram a validade desta tecnologia, em especial quanto à redução de cabos, interoperabilidade, confiabilidade, segurança e desempenho adequado sob condições extremas de temperatura. Apesar da SE SBD está caminhando para sua teleassistência, ou seja, sem utilização de operadores por turno, as equipes de manutenção e operação remota devem ter o conhecimento de todas as tecnologias implementadas na subestação, afim de mitigar problemas e prever o melhor método de integração para futuros eventos.

## REFERÊNCIAS

IEEE, Applied Protective Relaying 1979 by Westinghouse Electric Corporation, 2nd Printing, Appendix II, Electrical Power System Device Numbers and Functions as adopted by IEEE standard and incorporated in American Standard C37.2-1970.

IEC, 61850; Part 5: Communication networks and systems in substations - Communication requirements for functions and device models, First edition 2003-5.

Carmo U.A.; Lellys,D; Schmitt, M. Process bus (Merging Unit): Conceito, arquitetura e impacto na automação de subestações. In: X STPC, Recife-PE, 2010.

Lisboa, L.A.C. Sistema e método de integração para regulação e paralelismo entre diferentes fontes de alta tensão. WO2013056325, Requerimento de patentes, 2013.

Lira, D.P.C.P.; Silveira, C.A.; Araújo, K.C.; Martins, L.L.P. O uso da virtualização de computadores na preservação da continuidade da operação de sistemas supervisórios no Sistema Elétrico de Potência. In: XII STPC, Rio de Janeiro-RJ, 2014.