

RETROFIT DE UM SISTEMA LEGADO DE UMA DAS PRIMEIRAS SUBESTAÇÕES DIGITAIS DO BRASIL (SUBESTAÇÃO FORTALEZA II)

LUÍS L' AIGLON PINTO MARTINS¹, PAULO RICARDO LOPES DE NAVARRO COUTINHO²

¹Engenheiro Eletricista de Manutenção de MPCCS, CHESF, Fortaleza-CE, laiglon@chesf.gov.br;

²Chefe do Departamento de Automação de MPCCS, CHESF, Recife-PE, paulorc@chesf.gov.br

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC
Palmas/TO – Brasil
17 a 19 de setembro de 2019

RESUMO: O foco desse trabalho é contextualizar o Sistema de Automação da Subestação (SAS) de Fortaleza II (SE FZD), a experiência de ser uma das primeiras instalações em 500kV digitais do Brasil, energizada em 2000, com um SAS que na época era o estado da arte e que virou um limitador às diversas expansões que passou a subestação, levando ao corpo técnico elaborar soluções engenhosas e até a implantação de um outro supervisório em paralelo para suportar a enorme quantidade de processamento de pontos de supervisão e controle, sendo que esse último futuramente irá substituir ao anterior.

PALAVRAS-CHAVE: SAGE, LSA, Supervisório, Sistema de Automação de Subestações, Refurbishment.

RETROFIT OF A LEGACY SYSTEM OF ONE OF THE FIRST DIGITAL BRAZIL'S SUBSTATION (FORTALEZA II SUBSTATION)

ABSTRACT: The focus of this work is to contextualize the Substation Automation System (SAS) of Fortaleza II (SE FZD), the experience of being one of the first installations in 500kV digital of Brazil, energized in 2000, with a SAS that at the time was the state of the art and that became a limiting factor to the various expansions that the substation passed, leading the technical group to elaborate ingenious solutions and to the implementation of another parallel supervisory to support the enormous amount of processing of supervision and control points, the latter will replace the previous one.

KEYWORDS: SAGE, LSA, Supervisório, Substation Automation System, Refurbishment.

INTRODUÇÃO

Os sistemas digitais de proteção e automação de subestações podem ser implementados através de diferentes arquiteturas, de acordo com os fabricantes e as tecnologias envolvidas. Como suporte, diversas ferramentas computacionais são utilizadas na parametrização das funções a que se destinam. O Sistema Digital (SD) de Medição, Proteção, Controle, Comando, Supervisão e Regulação (MPCCSR) da Subestação de Fortaleza II (SE FZD) é bem diversificado, composto de *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) de proteção, comando e supervisão bem distintos.

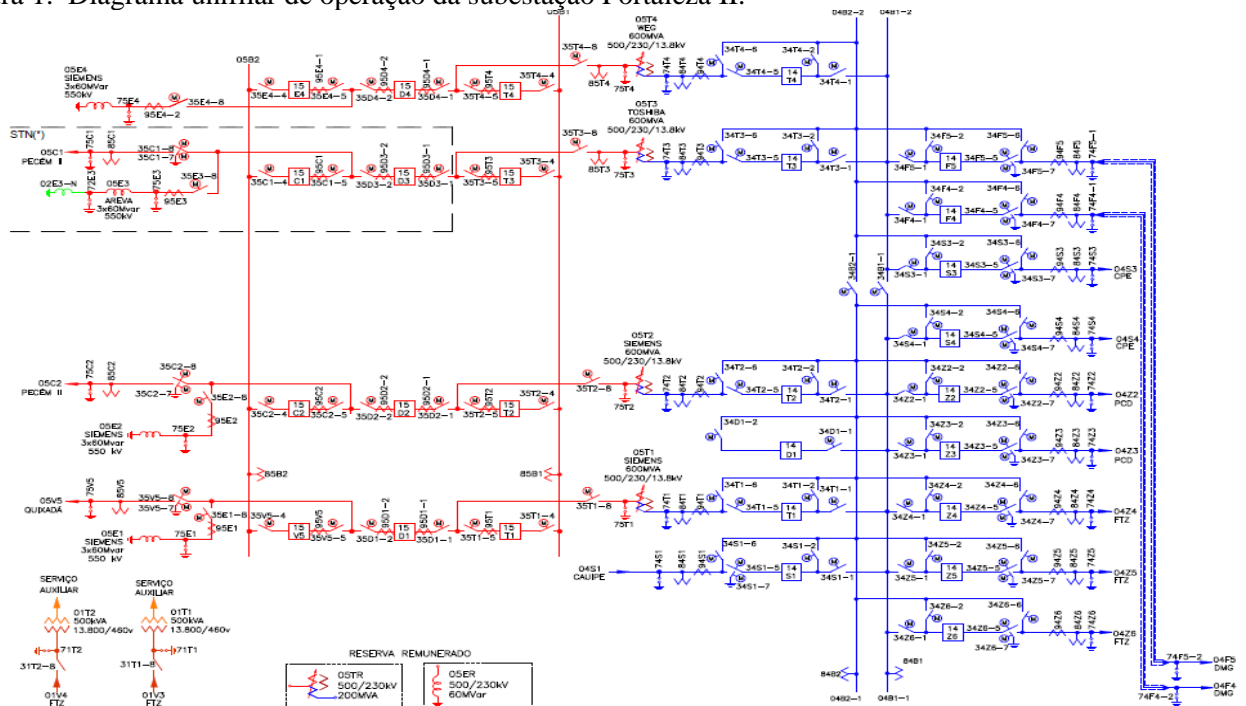
Desde a época de sua primeira energização até agora nas expansões dos eventos da subestação, sempre nos deparamos com alguns problemas de interoperabilidade e incompatibilidade de dispositivos. Isso gerou muitas reuniões, discussões e planejamento, convergindo no futuro para a substituição do Sistema de Automação da Subestação (SAS). As experiências com a utilização do SAS proprietário, LSA da SIEMENS, sistema este que se encontra obsoleto e descontinuado, geraram muito aprendizado as equipes de operação/manutenção que originaram soluções para diversas expansões da SE. Será abordada a implantação do supervisório SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) do CEPEL feita recentemente, já comunicando com protocolo IEC 61850,

a boa convivência desses supervisórios e as vantagens verificadas dos sistemas sucessores e a compatibilização das tecnologias.

O SISTEMA DIGITAL DA SUBESTAÇÃO

A Subestação de Fortaleza II, mostrada na figura 1, é uma instalação de grande importância para o atendimento a região metropolitana de Fortaleza, bem como na interligação em 500 kV do sistema Norte-Nordeste, tem arranjo eletromecânico convencional, não abrigada e possui capacidade instalada de 2400 MVA nas tensões de 500/230 kV. Ela é dividida em dois setores, um de 500 kV com arranjo de disjuntor e meio e outro de 230 kV com arranjo barra dupla a 4 chaves.

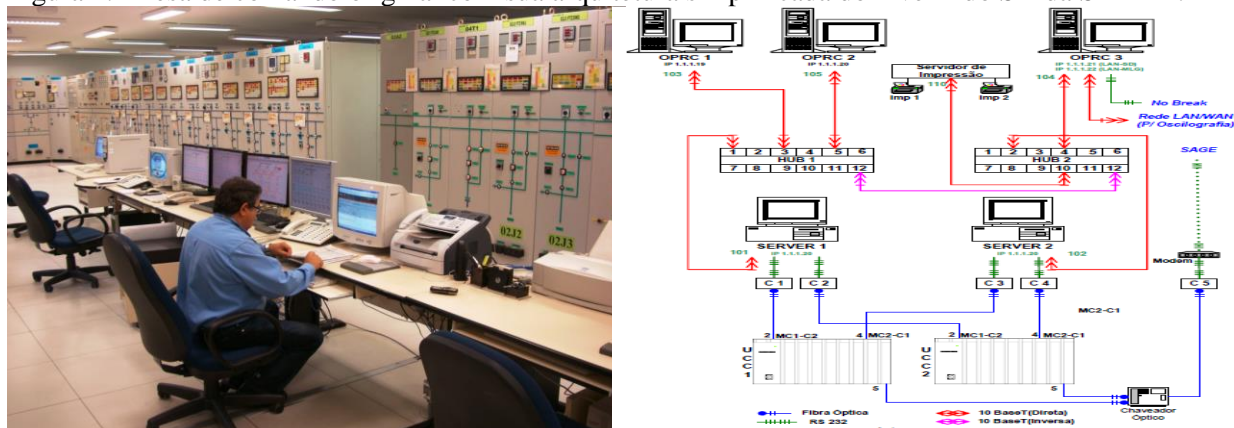
Figura 1. Diagrama unifilar de operação da subestação Fortaleza II.



Quando foi energizada, em 10 de Maio de 2000, a subestação tinha um sistema digital de MPCCSR da SIEMENS, o LSA. Ele era a solução utilizada no mundo, tanto para energia como transportes, sendo muito estável e robusto (SIEMENS). Na proposta inicial era de extrema importância a redundância em tudo, pois o fato de ser uma tecnologia nova, causava certo receio nas equipes do normativo, da engenharia e manutenção da CHESF, visto que na época era consolidado o modelo de relés de proteção eletrônicos e painéis de chapa com anunciadores de alarmes para controle, a utilização de operação remota estava nos seus primórdios.

Com toda essa preocupação na capacidade e eficiência do sistema, era premissa a redundância de sistemas em muitos aspectos, tanto na operação do sistema, que deveria ser comandado e supervisionado pelo Nível 1 (N1) e o Nível 2 (N2), nos intertravamentos de controle, onde tínhamos um espelhamento de informações e o envio de dados por canais distintos das UCCs, um serial para o Centro Regional de Operação, com protocolo IEC-101, e outro via rede para a sala de comando através do IEC-103. Com isso, gerava uma flexibilidade de que se um protocolo estivesse com falha, ainda poderíamos ter outro meio de supervisionar a subestação. O SCADA da SIEMENS era o WinCC, localizado no N2 do SD, é composto por 5 microcomputadores ligados em uma rede local LAN utilizando o protocolo TCP/IP com taxa de transmissão de 100Mbps, em esquema de redundância. Dois computadores redundantes são exclusivamente para a função de Servidor (aquisição de dados do processo) e os outros 3, também redundantes, são Consoles de Operação, Interface Humano Máquina – IHM, conforme visto na figura 2. Na época a SE FZD foi considerada uma das primeiras subestações desassistidas, visto que a operação é através da equipe de operação da SE Fortaleza I (SE FTZ), que é totalmente convencional em seus sistemas de controle.

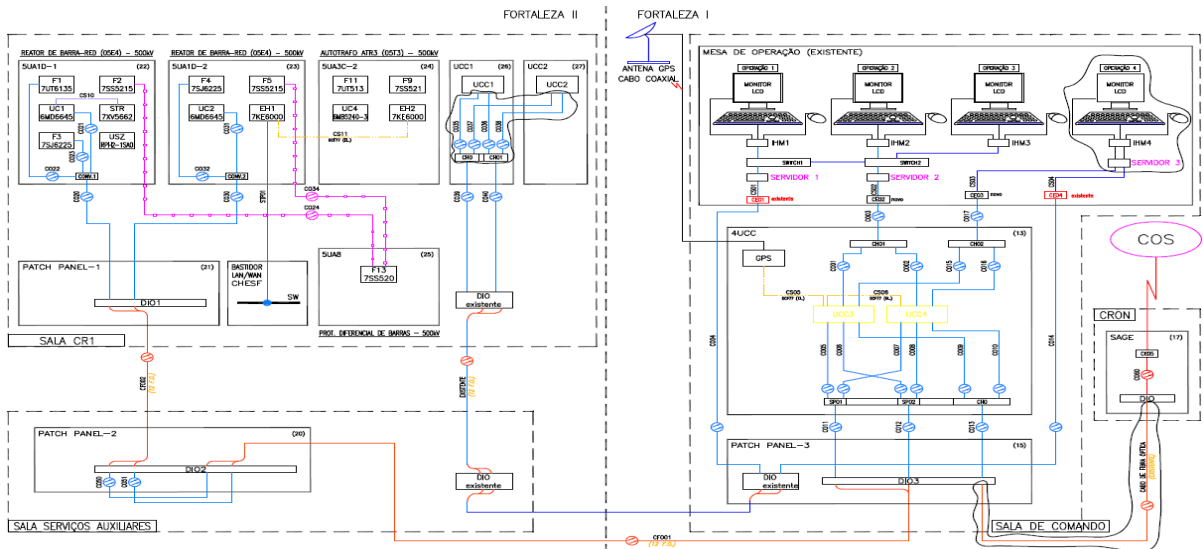
Figura 2. Mesa de comando original com sua arquitetura simplificada do nível 2 do SD da SE FZD.



Os sistemas digitais LSA utilizam na parametrização das Unidades de Aquisição e Controle o software LSATools, ferramenta (“Tool”) cuja denominação é originada das palavras *Leittechnik-fuer Schalt Anlagen*, que significam Sistema de Controle e Proteção. O LSATools é utilizado na Unidade de Controle Central (6MB5515 ou 6MB513) e na Unidade de Controle de Bay (6MB524), permitindo configurar toda estrutura lógica da subestação, os estados, comandos, valores analógicos, automatismos, intertravamentos e o próprio monitoramento de todo o sistema. Para cada etapa de expansão da subestação, vale destacar que as ferramentas e softwares estão no antigo sistema operacional IBM OS2 Warp, que é emulado no computador da manutenção, os servidores são máquinas antigas ainda com Windows NT. Como esses softwares foram descontinuados, cada vez mais temos problemas relacionados com a falta de mão de obra qualificada para atender as demandas.

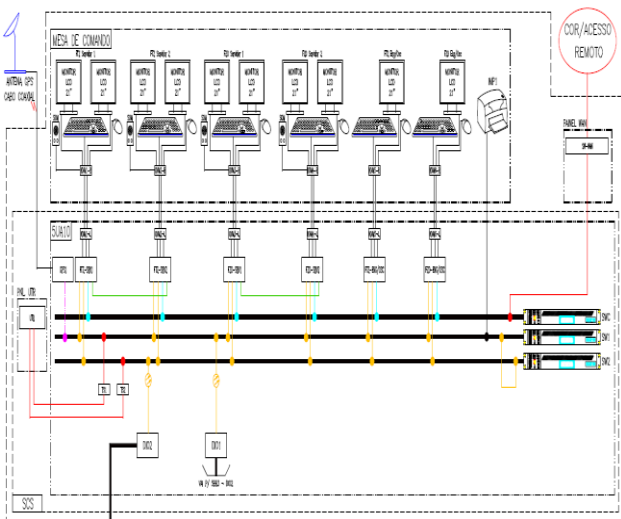
A SE FZD foi ampliada e parte da configuração original foi alterada, sendo no total de 30 intervenções de maior escala, que exigiram muitos esforços das equipes de comissionamento responsáveis de alterar o SD de MPCCS, pois além do aparato humano, o Operador Nacional do Sistema (ONS) exigia horários de carga leve no Sistema Integrado Nacional para poderem realizar a intervenção. As expansões utilizando IEDs de mesma geração eram fáceis devido a compatibilidade. Porém, novas gerações de relés de proteção chegaram em novos empreendimentos, sendo feitas adaptações para que a comunicação desses equipamentos fosse estabelecida. No ano de 2010, mostrada na figura 3, foi expandido as UCCs, visto que as antigas já estavam praticamente com toda processamento sendo utilizado por aproximadamente 8000 pontos de lógicas de supervisão e controle. Desde então a SE FZD passaria a ter 4 UCCs, onde essa alternativa engenhosa deixou algumas pendências que afetam a operação até hoje.

Figura 3. Arquitetura do SD da SE FZD após as expansões das unidades de controle centrais.



Na última grande obra, em 2016 (ANEEL), utilizamos o protocolo de comunicação IEC 61850 e a implantação do SAGE como supervisor. Com o SAGE se consegue comunicar com diversos fabricantes já homologados pelo CEPEL, deste modo, não se tinha a obrigatoriedade de utilizar mais IEDs SIEMENS, sendo proposto a utilização dos IEDs do fabricante SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). A proposta inicial seria a junção dos dois sistemas, porém em virtude dos termos do contrato, permaneceu ainda na Subestação, as IHMs do sistema antigo com o LSA, convivendo agora com o sistema novo de supervisão e comando. Agora temos duas redes de comunicação de níveis 1 e 2, sendo que uma trabalhando com protocolo IEC-103 (LSA) e outra com IEC-61850 (SAGE). Um ponto interessante foi a migração da solução de regulação de voltagem e comando de TAP dos transformadores, utilizando uma aplicação no próprio SAGE (Lisboa,2013), já com uma unidade de controle da SEL. Podemos ver a mesa de comando atual, com os dois sistemas mostrados nas diversas IHMs, junto com a arquitetura do SAGE implantada na figura 4.

Figura 4. Nova mesa de comando e sua arquitetura do SD com as novas IHMs.



AS FUTURAS EXPANSÕES DA SUBESTAÇÃO

Na subestação temos IEDs de controle e proteção que já estão obsoletos e com uma idade avançada, com quase 20 anos funcionando ininterruptamente e sem mais sobressalentes, por isso se faz necessária um retrofit dos mesmos. O SAGE foi uma ferramenta essencial que irá facilitar as expansões que a SE irá passar em breve, pois irá receber todas as informações dos novos IEDs. Além de utilizar servidores mais robustos sem partes móveis, que garantem a confiabilidade exigida pela importância da subestação, diferentes dos outros servidores com LSA, que utilizam computadores bem

antigos que tem o sistema operacional Windows NT e softwares arcaicos, no qual fica quase impossível a migração para máquinas mais robustas, devido aos novos componentes dessas máquinas não terem driver para Windows NT. A arquitetura utilizada nesta etapa de expansão utiliza protocolo de redundância de comunicação RSTP em anel, com switches Ruggedcom instalados na sala de comando e outros switches instalados nas cabanas de relés da Subestação, conforme Lira et al. (2014).

Solicitado pela ANEEL através da REA 6137/2016, o seccionamento das barras 230kV e instalação de proteção de barras adaptativa e seletiva impacta substancialmente no sistema digital LSA em operação em todo o setor 230kV da instalação. Como equipamentos de pátio, serão adicionados módulos híbridos do fabricante Siemens, que misturam tecnologia de isolamento a SF6 e a ar, pela primeira vez utilizados na CHESF. Na parte de proteção e controle, serão utilizados IEDs Siemens da linha Siprotec 5 e na proteção de barras do fabricante ZIV. Todos esses equipamentos terão o seu sistema de comunicação voltado ao SAGE. O impacto sobre o LSA, de início, é em virtude da troca de 11 conjuntos de transformadores de corrente (TCs) de 230 kV, onde hoje não temos no conjunto total de enrolamentos disponibilizados por esses TCs, um exclusivo para Proteção de Barras. Como as relações dos enrolamentos hoje utilizados não são as mesmas dos novos TCs, serão necessárias intervenções no LSA para modificar as relações de transformações que serão empregadas, cada vão de uma vez. Outra solicitação da REA 5484/2015 ANEEL e por motivos sistêmicos, está em curso o remanejamento de dois reatores 500kV, um instalado no terminal FZD da LT Fortaleza II / Quixadá e outro instalado no terminal FZD da LT Fortaleza II / Pecém II. Eles serão remanejados para um novo vão de 500kV da própria SE Fortaleza II. Essa é mais uma obra que interfere fortemente no sistema digital LSA existente, que deverá ter retirado de seu banco de dados os dois reatores, que passarão a configurar no banco de dados do novo SAGE instalado na SE FZD.

Está em curso na Chesf, processo para realizar Retrofit completo de sistemas digitais obsoletos. Processo conhecido na indústria como *Refurbishment*, Retrofit de Grandes Sistemas Digitais, ou RGSD como é chamado este processo na Chesf, visa prorrogar o tempo de vida útil do sistema digital de determinadas subestações, estabelecendo com isso uma melhoria de observabilidade, confiabilidade, atendimento aos procedimentos de Rede ONS vigentes e percepção de renovação de receita. A Previsão é que com o encerramento das atividades de expansão descritas nos itens 3.2 e 3.3, a Chesf realize um contrato de grande monta para substituição de todo o sistema digital LSA e seus componentes.

CONCLUSÃO

Com o passar do tempo, o sistema LSA começou a apresentar problemas de manutenção inerentes a qualquer equipamento no final de sua vida útil. Devido à disponibilidade de novas tecnologias, como o protocolo 61850, foi necessário a mudança para o estado da arte em controle e supervisão, pois não poderíamos mais aceitar o isolamento de dispositivos devido a protocolos proprietários. Foram abordados alguns aspectos mais relevantes a serem considerados na integração de novas tecnologias, com sistemas tecnológicos legados onde o uso de automação ainda não se fazia presente de forma ampla, com isso nos encaminhamos para ampliarmos de sobremaneira os conceitos de confiabilidade sistêmica. A norma IEC-61850 veio para facilitar a implementação dos novos vãos, e esperamos que a parte 9-2 (IEC-61850,2003) da norma, que é uma tecnologia muito promissora, seja explorada pela CHESF e implementada no decorrer de novas obras.

Para época, o LSA estava dentro do escopo e seus requisitos técnicos atendiam as especificações para a nova era digital que a empresa estava experimentando, mas com o passar do tempo, o sistema veio mostrando as suas fraquezas para as necessidades de expansão da subestação. Já com a instalação do SAGE, dispositivos novos e os que poderão passar por um retrofit irão aposentar o sistema LSA de vez, que deixará um legado de quase 20 anos de uso. Para isso, já se pensa em preparar uma robusta infraestrutura e rede de comunicação, que facilitará o processamento dos sinais digitais e analógicos que irão trafegar nesse meio. Essa preocupação em antecipar e já está preparado para as aquisições futuras irá melhorar a vida útil do novo sistema, da mesma forma que se preocuparam antecipadamente com a implantação do LSA. Aliás, com todas essas tecnologias inseridas, os desafios para as equipes de manutenção, operação local e remota são muito mais do que

só ter o conhecimento, é entender o funcionamento, tentar prever problemas e se anteciparem ao futuro de novas expansões dessa importante subestação.

REFERÊNCIAS

SIEMENS Website, https://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/intelligent-power-technologies/eneas-system-solutions/mobile/Documents/IC1000-D220-A159-X-4A00_Case-Study_Migration_Norway_EN_final.pdf

ANEEL Website, http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=166778&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0

Lisboa, L.A.C; "Sistema e método de integração para regulação e paralelismo entre diferentes fontes de alta tensão", WO201303046325, Requerimento de patentes, Abril 2013.

Lira, D.P.C.P.; 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", XII STPC, Rio de Janeiro-RJ, Novembro 2014.

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