

## **GRUPO – V**

### **GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC**

#### **PROJETOS RENTÁVEIS X PROJETOS EXISTENTES - NOVAS CONCEPÇÕES DE PROJETOS DOS SISTEMAS PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO E SEUS IMPACTOS NA GESTÃO DE ATIVOS PARA AS EMPRESAS.**

**Frederico Pereira Schumann (\*)**  
**CONSULTOR INDEPENDENTE**

## **RESUMO**

Este trabalho tem o objetivo de avaliar as soluções de retrofit implementadas em subestações com foco na necessidade das empresas em promover projetos rentáveis na área de proteção, automação, supervisão e medição e apresentar algumas considerações sobre a sua vida útil, seus impactos na gestão de ativos da empresa e os desafios frente a tecnologia disponível.

Os projetos executados serão avaliados frente as novas tecnologias disponíveis e os impactos dessa nova concepção de projeto nas empresas, principalmente levando em consideração a padronização, manutenção, atualizações desses sistemas, a preparação das equipes, a sua interação com os fornecedores desses sistemas e, principalmente, seus impactos na gestão de ativos frente ao custo, desempenho e riscos.

O trabalho apresenta a filosofia e arquiteturas dos projetos de retrofit dos sistemas de proteção, automação e supervisão implementados nos últimos 10 anos na ISACTEEP com a aplicação da norma IEC 61850 com base em estudos desenvolvidos em conjunto com o KEMA e a avaliação na execução dos projetos.

Conceitos da manutenção desses sistemas, estudos e avaliação de estoques estratégicos. Vantagens e desvantagens na utilização da engenharia do proprietário e padronização de projeto.

São feitas algumas considerações sobre a tecnologia aplicada, arquitetura e filosofia com base em IEDs com funções de proteção e controle separados em cada hardware e IEDs com funções de proteção e controle em um mesmo hardware para subestações de transmissão.

Será abordado conceitos de gestão de ativos aplicados aos sistemas de proteção, automação, supervisão e medição. Recomendações e sugestões para um melhor planejamento da manutenção, ampliação e retrofit desses sistemas ao longo de 15 anos.

E finalmente, o que se espera em termos de tecnologia para os próximos 15 anos.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Projetos Rentáveis, Proteção e Automação, Manutenção, Padronização, Gestão de Ativos de automação e proteção, Retrofit

### **1.0 - INTRODUÇÃO**

Frente a evolução nos últimos 10 anos da tecnologia aplicada a sistemas de proteção, supervisão, automação, telecomunicações, medição e a necessidade de atender os requisitos técnicos do sistema interligado nacional, foram definidos diversos estudos e especificações técnicas para que as soluções via norma IEC 61850 sejam aplicadas de forma a obter o melhor desempenho técnico, confiabilidade e disponibilidade, minimizando riscos para o sistema elétrico de potência.

As empresas com o objetivo de agir preventivamente na manutenção da confiabilidade e análise dos sistemas de proteção, supervisão, automação e medição nas instalações vem adotando plano de modernização com foco nas novas tecnologias disponíveis no mercado, contribuindo assim com a performance do Sistema Interligado Nacional.

A substituição e a modernização dos equipamentos das instalações com funções de proteção, medição, supervisão e controle, por tecnologia digital, tendo enfoque principal o pleno atendimento ao padrão da norma IEC 61850.

A ISACTEEP não diferente a demais empresas realizou grandes programas de investimento e atendimento a novos padrões de qualidade, com o objetivo de alcançar uma infraestrutura elétrica estável, confiável e flexível.

## 2.0 - ESTUDOS E ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA APLICADOS AOS PROJETOS EXISTENTES

A ISACTEEP realizou estudos para utilizar novas tecnologias que permitissem as mudanças requeridas para melhoria do sistema elétrico, bem como definir diretrizes para elaboração de especificação técnica para retrofit em subestações da rede básica.

O resultado desse trabalho permitiu a utilização da Norma IEC 61850 com a finalidade de possibilitar maior eficiência no projeto de engenharia, comissionamento, operação e atendimento aos procedimentos de rede do ONS.

### 2.1 Estudos para aplicação da norma IEC 61850

O advento da norma IEC 61850 veio uniformizar o uso de redes LAN (Local Área Network) para proteção e automação, permitindo a disponibilização das informações de interesse aos seus diferentes usuários, tais como gerências regionais, gestão da manutenção e operação, engenharia da proteção (que inclui o sistema de oscilografia), além das equipes de pré e pós-operação, supervisão, medição, tecnologia da informação.

Adicionalmente, a norma IEC 61850 veio solucionar o problema das expansões dos sistemas digitalizados, oferecendo a garantia de expansibilidade e interoperabilidade entre IEDs (Intelligent Electronic Device) de fabricantes diferentes, eliminando a dependência a um único fornecedor e reduzindo drasticamente o tempo de implantação do sistema expandido e os períodos de desligamentos necessários para o comissionamento.

As novas estratégias técnicas envolvem também um leque de novos riscos potenciais, desde a possível falta de recursos de competência técnica até a possibilidade de a implantação final não fornecer a funcionalidade requerida. Esses riscos podem ser mitigados através de um cuidadoso processo de escolha de profissionais e treinamento guiado por engenheiros experientes.

O SAS (sistemas de automação de subestações) deverá atender ao conjunto de protocolos e arquitetura de comunicação estabelecidos na Norma IEC 61850, incluindo todos os aspectos das séries de Normas, desde a IEC 61850-1 até a IEC 61850-10. Atendendo ao conjunto de Normas IEC 61850, o SAS tem a vantagem de ter uma arquitetura e especificação de comunicação aberta que permite uma máxima interconectividade entre IEDs, com mínimo custo, além de oferecer interoperabilidade com IEDs de outros Fornecedores e maior facilidade para expansão do sistema, reduzindo o tempo de implantação e os períodos de desligamentos necessários.

A Norma IEC 61850 inclui principalmente o seguinte:

- Manufacturing Message Specification (MMS), como o serviço de gerenciamento das mensagens na Camada de Aplicações;
- Modelo de objeto de dados, conforme as Partes 7-3 e 7-4 da Norma IEC 61850;
- Serviços de Comunicação, conforme as Partes 7-2 e 8-1 da Norma IEC 61850-1;
- Tecnologia de redes Ethernet, como a Camada de Link de Dados e Física;
- Mensagens GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) ou Eventos de Subestação Genéricos Orientados a Objeto;
- Linguagem SCL (Substation Configuration Language), para descrever as funcionalidades dos IEDs e da subestação, bem como a rede (LAN) de comunicação e para facilitar o trabalho de interconexão e parametrização dos IEDs e do Interface Homem - Máquina (IHM) local. É necessário converter a especificação do sistema convencional (texto e desenhos) em uma especificação baseada em SCL, conforme a Parte 6 da norma IEC 61850. Isto é obtido com a utilização de ferramentas de engenharia específicas;
- Arquivo SCD (Substation Configuration Description), que inclui a informação sobre a configuração e funcionalidades do SAS e da rede LAN. Este arquivo, sendo a arquitetura do projeto, deverá ter um cuidado especial em relação ao seu armazenamento e atualizações, pois depende dele uma correta e confiável expansão e atualizações;
- Arquivos CID (Configured IED Description).

O Fornecedor deverá garantir que, para todas as opções e recursos, os IEDs, os equipamentos de rede (LAN) e os equipamentos no nível da estação deverão ser compatíveis com a Norma citada, devendo ser fornecidos os correspondentes certificados de testes.

### 2.2 Desenvolvimento da Especificação técnica

O desenvolvimento da especificação técnica teve a participação de diversas áreas da empresa, envolvendo as áreas de operação, manutenção, construção, engenharia e suprimentos.

Os principais aspectos considerados foram:

- O comportamento funcional e o desempenho das funções conhecidas devem ser definidos e descritos da forma tradicional;
- Todas as interfaces deverão ser descritas e especificadas, incluindo as interfaces com equipamentos existentes, sistemas externos à subestação, interfaces com os processos principais e interfaces que devem ser parte do SAS;
- Especificar os requisitos funcionais e não-funcionais para cada função do SAS (sistemas de automação de subestações), e levar em consideração que especificando mais do que requisitos funcionais necessários limita o sistema, mas, por outro lado, melhora a interoperabilidade;

- Os requisitos funcionais para as funções a serem fornecidas deverão definir o modelo de dados de acordo com a norma IEC 61850. Observar que devem ser especificados os dados opcionais ou extensões;
- Designar um integrador do sistema – que pode ser o mesmo contratante principal, num contrato tipo chave na mão (turn-key), como no caso da CTEEP – que tenha que demonstrar que a implementação atende à especificação;
- Observar que a arquitetura de comunicação de um sistema baseado na Norma 61850 é o coração do SAS e deverá ser definida e especificada cuidadosamente;
- O uso de uma tecnologia de comunicação consagrada pela indústria, como o Ethernet, fornece maior flexibilidade. Esta flexibilidade deve ser transformada em escolhas baseadas nos requisitos de confiabilidade, disponibilidade, manutenibilidade e desempenho (em Inglês RAMP: Reliability, Availability, Maintainability, and Performance). Deverá ser evitada a especificação de requisitos para soluções específicas;

### 3.0 - APRESENTAÇÃO DAS ARQUITETURAS E FILOSOFIA DOS PROJETOS DE RETROFIT DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E SUPERVISÃO EXISTENTES

Os projetos de retrofit adotaram os seguintes critérios e filosofia:

Níveis de operação:

- NÍVEL 0: Onde estão os equipamentos primários do Sistema Elétrico (disjuntores, seccionadores, transformadores, TC's, TP's, etc.);
- NÍVEL 1: Onde estão as unidades de proteção (UP) e as unidades de aquisição e controle (UAC); É o nível responsável pelas funções de registro de eventos, coleta de arquivos de oscilografia e anunciador de alarmes;  
As UAC's adquirem as informações disponíveis nas UP's via norma IEC 61850 e são responsáveis pela realização dos intertravamentos via norma IEC 61850;  
As UP's são autônomas, independem da integridade da rede de comunicação;
- NÍVEL 2: Onde está localizado o Sistema de Supervisão e Controle Local da Subestação: Responsável pelas funções de registro de eventos, coleta de arquivos de oscilografia e anunciador de alarmes; neste nível estão interligadas as IED's com informações dos serviços auxiliares, automatismos locais, indicação de posição e comando dos TAP's e reguladores de tensão;  
É o nível onde estão localizados os processadores de comunicação, gateways, switches;  
É o nível responsável pelo envio de dados para os sistemas de nível 3.
- NÍVEL 3: Onde está localizado o Centro de Operação da Transmissão:  
Se comunica com os níveis 1 e 2 através de protocolo IEC 60870-5-101/104;  
A Central de Análise de Perturbações se comunica com os níveis 1 e 2.

Demais critérios e filosofia:

- Os IED'S são interligados através de fibra óptica, rede redundante e caminhos distintos;
- O tráfego de informações na rede, todos os intertravamentos e os automatismos, são realizados através da norma IEC 61850;
- Todos os switches são gerenciáveis;
- Os painéis dos bays de transformadores e linhas de transmissão são compostos por 2 IEDs idênticos, sendo 01 unidade de proteção principal e 01 unidade de proteção alternada, bem como 01 unidade de aquisição e controle;
- No nível de tensão de 13,8 Kv, as unidades de proteção possuem a função de proteção, aquisição e controle;
- Aumento na confiabilidade das informações de estado dos seccionadores com a instalação de sensores de proximidade;
- Aumento na confiabilidade das informações de temperatura do óleo e enrolamento dos transformadores com a instalação de termômetros digitais;
- Instalação e Integração de toda a Rede de Sincronização de Tempo das unidades de proteção, em painel exclusivo, através de sinal IRIG-B Demodulado;
- Instalação e Integração de toda a Rede de Sincronização de Tempo das unidades de aquisição e controle e IHMs, através de SNTP (Simple Network Time Protocol);
- O Sistema de Regulação de Tensão dos Transformadores e a Indicação da Posição de TAP estão instalados em IED's específicos e integrados a rede de comunicação através da norma IEC 61850;
- O Sistema de Supervisão e Controle Local (SSCL), está integrado a rede de comunicação através de fibra óptica e norma IEC 61850;
- Aplicação do PRP (protocolo paralelo de comunicação)

A arquitetura utilizada tem como premissa a ligação dos anéis setoriais das LANs (P - Principal e A - alternada) com os clientes do SAS (IHM, sistema de oscilografia, Centro de Operação e Estação de Engenharia). O sistema de coleta de oscilografia deve ter acesso as duas LANs (P e A).

Os SW1 e SW2 (switchs) realizam a interligação entre os anéis das LANs P e A e entre os setores com níveis de tensão diferentes. Desta forma, será possível trocar mensagens entre todos os IEDs que estão ligados aos anéis setoriais.

Essa arquitetura tem as seguintes vantagens:

- Independência entre os sistemas de proteção principal e alternada;
- Maior facilidade de manutenção e de eventual isolamento de um IED.

Os IEDs dos serviços auxiliares deverão se conectar a LAN A de qualquer nível de tensão, o que estiver mais próximo.

### 3.1 - Avaliação na execução dos projetos

É importante destacar que os estudos descritos acima são a base para o retrofit para as subestações consideradas DIT (demais instalações da transmissão) como para subestações da rede básica. No período de 08 anos foram realizados retrofit em 04 subestações consideradas DIT e 01 subestação da rede básica.

Após conclusão e energização da subestação da rede básica, foram avaliadas as dificuldades e acertos em relação ao projeto, que resultou nas seguintes recomendações, que também se aplica as subestações consideradas DIT:

- A especificação técnica seja segmentada em civil, equipamentos e sistemas de proteção e automação;
- A aplicação de PRP (protocolo redundante paralelo) descritas na especificação técnica foi um ponto positivo para definição da solução apresentada.
- Constar na especificação técnica o projeto executivo da rede de fibra óptica e estabelecimento de critérios na apresentação de projeto da arquitetura de rede para mitigar erros de lançamento de fibras, evitando comprimentos excessivos das mesmas;
- Devem ser previstas na ET etapas de preparação das SEs a serem digitalizadas para que não ocorram problemas de infraestrutura que possam interromper o andamento do projeto ou comprometer o desempenho dos equipamentos do novo sistema de automação. Os serviços auxiliares devem ser entregues e estar funcionando perfeitamente antes da instalação dos painéis, o sistema de aterramento da subestação deve ser conferido e se preciso alterado antes da digitalização; e outras deficiências próprias da instalação;
- Importância do nivelamento do conhecimento antes e durante a realização do projeto para todas as equipes que participarão da digitalização;
- Melhoria na metodologia da aprovação de projetos com definição na ET de planilhas de controle para acompanhamento;
- Melhorar a qualidade na instalação das Fibras Ópticas através do Processos de homologação dos equipamentos deverão constar na ET e respectivos prazos. Nesse processo deverá constar a garantia de continuidade do produto considerando sua vida útil e nunca inferior ao MCPSE (Manual de controle patrimonial do setor elétrico), bem como as condições de assistência técnica.
- Devem ser previstos treinamentos para público alvo, ou seja, específicos para o tipo de atuação do profissional; ao longo da execução dos serviços (on the job) e para os profissionais que definirão as guias de manutenções, ordem de ajustes e parametrização, que deverão ocorrer antes os testes em fábrica;
- Realizar um plano de trabalho na proposta técnica (definição da quantidade de funcionários envolvidos em cada etapa do projeto), promovendo dessa forma maior interação entre os gestores do contrato e executores em campo, ou seja, maior simetria de informações. O proponente vencedor e o gestor do projeto deverão alinhar e definir ações antes do início dos serviços.
- Minimizar o número de pendências, através do estabelecimento de critérios para monitoramento da quantidade de pendências, fixando indicadores de redução gradativa por bay energizado, com multa associada ao não cumprimento desses indicadores;
- A contratada deve respeitar o prazo de liberação dos equipamentos (incidência de PV) essa programação deve estabelecer critérios de desligamento na etapa do workstatement, conforme foi realizado nesse projeto;
- Inclusão da matriz de riscos na etapa final da especificação técnica, com o objetivo de mapear todos os riscos possíveis durante o processo de contratação, execução, operação, manutenção e descarte.
- Para cada risco mapeado deverá ter ações de mitigação e/ou monitoramento;
- A contribuição de todas as áreas da empresa, e a realização workshop de lições aprendidas, após o término da energização dos bays com as contratadas, foi bastante positiva para ajudar e acrescentar requisitos e itens no processo para os próximos projetos.
- A apresentação de pontos de melhorias e comentários ajudou a entender o andamento da obra, as dificuldades e principalmente os atrasos ocorridos, trazendo de forma clara os caminhos/soluções que deverão ser adotados nos próximos projetos.
- Destaca-se a presença da engenharia do proprietário como elemento agregador do projeto e de contribuição para a memória técnica fazendo com que a gestão do projeto, o acompanhamento de testes e comissionamento fossem bastante eficientes para a empresa.

### 3.2 Vantagens e desvantagens na utilização da engenharia do proprietário

Para a execução do projeto da subestação da rede básica, contratar uma empresa especializada para engenharia do proprietário foi importante para o processo de preservação da memória técnica desse projeto, e apoio a ISACTEEP para manter suas equipes treinadas e preparadas para atendimentos nessa instalação.

A Engenharia do proprietário, contrária a algumas afirmações, é atualmente a melhor forma de manter a memória técnica de projetos para uma empresa, visto que suas responsabilidades em manter relatórios e descritivos técnicos fiéis aos que foram implantados, garantem que o conhecimento fique registrado e conseqüentemente de fácil acesso e consulta.

Destaca-se, de forma geral, a grande atuação dessa parceira em relação aos serviços executados, podendo citar aspectos positivos da utilização de Engenharia do Proprietário em projetos de Digitalização, que servem como referências:

- Apoio para análise das propostas técnicas, em atenção aos requisitos descritos na especificação técnica;
- Profissionais com Pleno Domínio dos Processos e constante contato com o fornecedor;
- Elaboração de relatório de avaliação de todos os Treinamentos;
- Gestão da Qualidade nos documentos elaborados, constando a Análise/Aprovação dos Projetos; Análise/Aprovação dos Cadernos de testes; Gerenciamento TAF e TAC; Análise/Aprovação dos Ensaio de Plataforma;
- Acompanhamento das Pendências de obra;

Como desvantagem, podemos destacar o custo que agrega ao projeto podendo interferir na rentabilidade.

Porém uma análise detalhada para futuros projetos deve ser realizada considerando os custos próprios da engenharia em relação a contratação de uma empresa para realizar as atividades de engenharia do proprietário. O resultado dessa análise indicará se essa atividade será vantajosa ou não em termos de rentabilidade do projeto.

### 3.3 Padronização de projeto

Com a diversidade de possibilidades de solução que a evolução da tecnologia permite, foi necessário descrever padrões para atender as filosofias e necessidades da empresa.

A padronização de projetos, via de regra, procura fixar a filosofia da empresa alinhando os seguintes pontos:

- Desenhos;
- Filosofia dos sistemas de proteção e controle, alinhado aos procedimentos de rede do ONS e a cultura de operação da empresa;
- Entradas e saídas dos IEDs de controle e proteção;
- Filosofia de Controle e Intertravamentos;
- Programação de logicas nos IEDs;
- Funcionalidades das Unidades de Aquisição e Controle;
- Lista de pontos de supervisão e controle;
- Modo de operação configurados no IHM.

Porém esse trabalho de padronização cada vez mais está apresentando grandes desafios, pois os equipamentos disponíveis e sua vasta disponibilidade de configurações e trocas de informações de proteção e controle via redes de comunicação, acarretará em uma manutenção desses padrões e conseqüentemente revisões frente as soluções definidas e a serem implementadas.

Os padrões de cada empresa devem caminhar para uma solução mais simples considerando em primeiro plano a possibilidade de interoperabilidade, conforme propõe a norma IEC 61850. Para conseguir ultrapassar esses desafios a proposta é fixar padrões de hardware mínimo conforme necessários em cada projeto da empresa e posteriormente aplicar as filosofias e critérios de proteção e controle. Garantindo dessa forma um padrão de equipamentos de proteção e controle.

Ou seja, na lista acima deve ser incluído o item:

- Padrão mínimo de hardware para IEDs de proteção e controle (nesse requisito é importante avaliar as características de cada fornecedor de IEDs).

### 3.4 - Avaliação de estoques estratégicos

Quando se pensa em estoque de equipamentos de automação de subestações, deparemos com duas situações:

- Sua substituição em caso de falha ou defeito;
- Em casos de ampliação para manter o mesmo padrão da subestação.

Esses equipamentos incluem IEDs, switches;IHM, Gps, placas para oscilografia e demais materiais para um sistema digitalizado.

Com a necessidade de as empresas terem projetos cada vez mais rentáveis, a opção de prever equipamento em estoque representa custos, portanto, avaliar a função dos estoques, mantendo somente estoque estratégico é de fato o objetivo das empresas.

O padrão de hardware na fase de projeto vem de encontro com essa necessidade, principalmente se considerarmos esse mesmo padrão para as demais subestações que necessitem de retrofit ou mesmo em projetos novos. Esse desafio é basicamente avaliar os custos em especificar um hardware com mais componentes do necessário para manter um estoque baixo, porém atendendo os diversos projetos.

Outra opção é manter contratos de manutenção e atendimento de reserva junto ao fabricante, com vantagem de atendimento em prazo referenciado em contrato e total atualização de firmware e hardware.

Nessa solução há um custo adicional ao longo da vida útil dos equipamentos.

A avaliação dos custos entre um contrato de manutenção e manter estoques estratégicos pode influenciar na rentabilidade do projeto ao longo da vida útil desses ativos.

#### 3.4.1 - Conceitos da manutenção desses sistemas

O uso de técnicas avançadas na gestão da manutenção vem proporcionando cada vez mais confiabilidade e segurança nos sistemas de proteção e automação em subestações, resultando em uma maior disponibilidade dos equipamentos a um menor custo de manutenção. A Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM – Reliability Centered Maintenance) é um método utilizado para planejamento de manutenção, desenvolvido inicialmente na indústria aeronáutica e, posteriormente, adaptado para diversas outras indústrias e instituições militares. O desenvolvimento de um método de análise de risco baseado no modelo de Análise de Criticidade e Modo de Efeito de Falhas (FMECA – Failure Mode, Effects and Criticality Analysis) para identificação e classificação dos equipamentos críticos de um sistema de proteção automação e controle resulta no grau de risco dos modos de falha, em termos de segurança, perdas em termos de parcela variável e custos de manutenção. E de acordo com sua importância define-se a melhor estratégia de manutenção.

A aplicação do método permitiu otimizar os planos de manutenção, reduzindo os custos com manutenção corretiva e preventiva, aumentando a confiabilidade dos equipamentos.

O resultado desses estudos permitiu fixar prazos de manutenção maiores com estudos de avaliação dos sistemas de proteção, automação, controle e telecomunicações avaliando o desempenho com base em operações bem-sucedidas e mal-sucedidas e grau de importância das instalações.

Para o caso específico de subestações digitalizadas é possível considerar a manutenção preventiva apenas 01 vez ao longo de sua vida útil, classificada hoje em 15 anos, ou com uma avaliação de riscos, fixar apenas manutenção corretiva, inclusive para sistemas de proteção com 2 IEDs exercendo a função de proteção.

Outro ponto importante referente a manutenção desses IEDs refere-se as atualizações de firmware e as devidas atualizações dos softwares de acesso e programação de cada fabricante. Essas atualizações deverão ser estudadas para avaliar os impactos na interoperabilidade com outros fornecedores na subestação que não tiveram seus firmwares atualizados.

#### 4.0 - AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA APLICADA, ARQUITETURA E FILOSOFIA COM BASE EM IEDS COM FUNÇÕES DE PROTEÇÃO E CONTROLE SEPARADOS EM CADA HARDWARE E IEDS COM FUNÇÕES DE PROTEÇÃO E CONTROLE EM UM MESMO HARDWARE.

A arquitetura fundamental desses sistemas se manteve o mesmo, composto por três componentes principais:

- a. Centro de Operação
- b. O Sistema de telecomunicação
- c. A estação remota ou unidade terminal remota ( RTU)

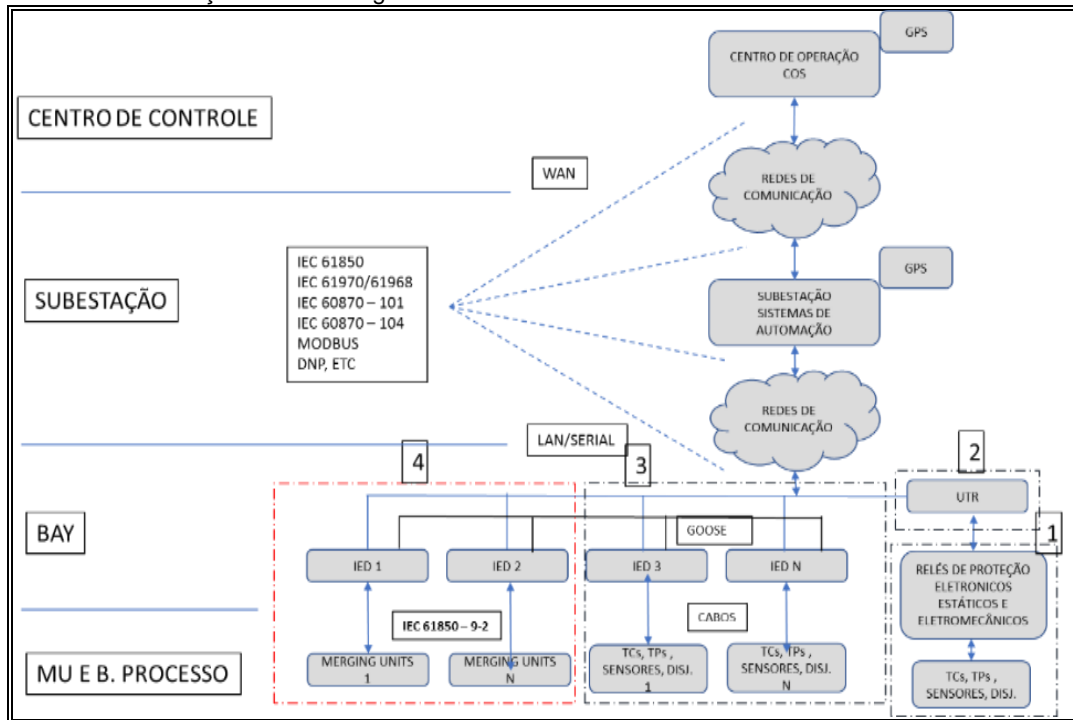
O que mudou significativamente ao longo dos anos é o que compõe os três sistemas. Por exemplo, a estação remota localizada em uma subestação costumava ser dispositivos dedicados fabricados por um fornecedor SCADA comunicando através de canais de comunicação série e alojados em um, dois ou até três gabinetes. Hoje, a UTR tende a ser um polling concentrador de dados de uma variedade de IEDs usando protocolos como DNP3, IEC 61850 MMS, e Modbus através de uma rede local de alta velocidade. Todos estes protocolos fornecem a capacidade para uma estação mestre comunicar com uma estação remota, para recolher automaticamente dados e permitir o controle, local ou remotamente, manualmente ou automaticamente.

Tecnologias sincrofasores deverão ser implantadas em futuro próximo para fornecer alta velocidade, medições de alta resolução a partir de unidades de medição Fasorial através dos sistemas de transmissão como uma ferramenta de análise de monitoramento e pós-falha que pode levar ao controle em tempo real usando dados de PMU.

Além disso, as tecnologias de comunicação estão avançando e padrões internacionais estão amadurecendo para ser implantado em ambiente de subestação. Renovada atenção é necessária em estratégias de proteção e controle que constroem em cima das tecnologias disponíveis e emergentes apoiados por uma análise de custo que podem ser utilizados para apoiar uma proposta de valor em longo prazo [2].

Figura 1 mostra a evolução das tecnologias aplicadas para a proteção ao longo dos anos. Bloco 1 mostra relés de estado eletromecânicos e sólidos. Bloco 2 adiciona comunicações com uma UTR ou concentrador de dados (um dispositivo de nível de estação que recolhe todas as informações dos relés de nível Bay / IEDs), o início de um sistema de automação de subestações. Bloco 3, mostra comunicações mais recentes usando protocolos como DNP3 (IEEE 1815) e Modbus, bloco 3 também representa comunicações peer-to-peer usando GOOSE (IEC 61850). Bloco 4 mostra a transferência de valores analógicos digitalizados diretamente para IEDs das margining units usando IEC 61850-9-2.

FIGURA 1 – Evolução das tecnologias



Nesse trabalho iremos abordar somente a tecnologia apresentada no bloco 3.

Para os sistemas de transmissão, acima de 230 KV a aplicação de funções de proteção e controle no mesmo hardware caracterizando a agregação de funcionalidades deve reduzir os custos em função da redução dos números de equipamentos bem como diminuição de cabos, porém poderá reduzir a flexibilidade para a operação e manutenção do equipamento com base nas práticas atuais, ou seja a liberação e intervenção nesses equipamentos demanda maior capacitação e limitação para disponibilização das funções de proteção e controle. Essa implementação exigirá uma mudança de paradigma na forma como projetar, instalar, testar, operar e manter um sistema de proteção e controle, e conseqüentemente uma nova versão dos descritivos de padronização dos sistemas de proteção e automação.

Outro ponto que deve ser avaliado em termo de custos para a empresa, envolve os estoques estratégicos, pois estaremos definindo mais uma linha de produtos que deveram estar disponíveis, diferentes dos IEDs aplicados com hardware separados.

#### 4.1 - O que se espera em termos de tecnologia para os próximos 15 anos.

A ideia de IEDs compartilhando informações abriu muitas possibilidades e as condições de detecção de falhas e monitoramento permitindo melhorias na confiabilidade.

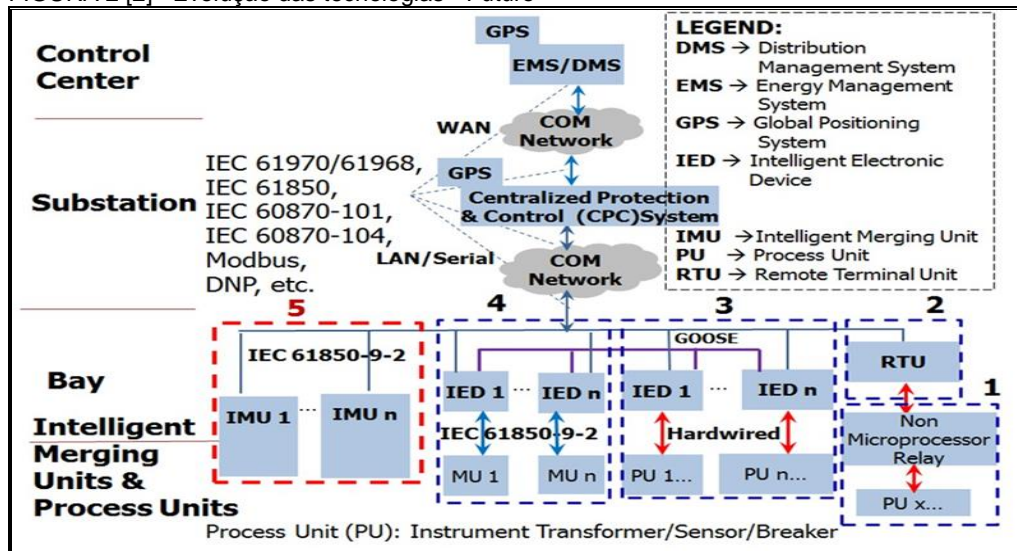
Existe estudos com uma variedade de arquiteturas incluindo uma plataforma central de computação de uma subestação para concentrar as informações e realizar a proteção utilizando os dados centralizados.

Um sistema de proteção e controle centralizado da subestação é composto por uma plataforma de computação de alto desempenho capaz de fornecer funções de proteção, controle, monitoramento e comunicação através da transmissão de dados usando uma rede de alta velocidade e medidas de tempo sincronizado. A Figura 2, uma extensão da Figura 1 com a adição do bloco 5, ilustra a evolução da proteção, controle, monitoramento e o sistema de comunicação que conduz ao CPC (proteção e controle centralizado).

O Bloco 5 mostra a transferência de valores analógicos amostrados de Merging units Inteligents (Imus) para CPCs, bem como mensagens GOOSE de CPCs para Imus e mensagens MMS transferidos de Imus ao CPC por meio da comunicação via fibra óptica. É importante notar que a tecnologia de CPC deve ser capaz de coexistir com todas as tecnologias de uma subestação, mostrado na Figura 2 [2].

Hoje a solução utilizando o IEDs no pátio das subestações junto a disjuntores dos equipamentos protegidos é uma realidade e deverá ter uma avaliação com vistas a manutenção e operação.

FIGURA 2 [2]– Evolução das tecnologias - Futuro



## 5.0 - ABORDAGEM SOBRE OS CONCEITOS DE GESTÃO DE ATIVOS APLICADOS AOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO, SUPERVISÃO E MEDIÇÃO

Com a forte regulação do setor elétrico, redução de investimento e penalizações aliado a receitas cada vez menores, o grande desafio do Setor Elétrico é fazer manutenção com outras técnicas, todas da engenharia da confiabilidade na Gestão de Ativos, para obter melhores desempenhos.

As etapas que precedem a aquisição de um ativo são de extrema importância, pois impactam diretamente no ciclo de vida dos ativos. Dizemos que a especificação antecede o início de vida, mas influencia totalmente o desempenho ao longo do ciclo.

Sendo assim, a especificação para aquisição de ativos deve ser revista periodicamente com base nas informações de desempenho dos ativos em operação e com base na necessidade de atualização tecnológica, buscando ativos que tenham o menor TCO (Total Cost of Ownership), mesmo que o valor inicial para compra seja mais alto, considerando também novos indicadores.

A especificação deve considerar normas e padrões da empresa que também devem ser revistos para incluir as diretrizes de novas tecnologias e de adequação dos ativos cujo desempenho não mais atenda as estratégias da empresa.

A rotina de rever normas, padrões e especificações deve ser alinhada entre as áreas de gestão de ativos e engenharia, ambas integradas com a área de planejamento estratégico.

A especificação para a aquisição de um equipamento deve ser balizada pelos pilares fundamentais da gestão de ativos: Desempenho, Custo e Risco.

Para a correta valoração da Base de Remuneração é imprescindível que todos os ativos estejam plenamente codificados em conformidade com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Além do código da unidade de cadastro, é necessário também a localização geográfica, conforme consta do sistema georreferenciado da empresa.

O desafio para os próximos anos é que as empresas tenham informações mais precisas sobre os ativos, capaz de embasar uma fiscalização mais simples já que a agência de regulação tende a adequar a metodologia de remuneração tarifária para garantir adequada remuneração da base de ativos em serviço, e uma confiável reposição daqueles que exaurirem sua vida útil, sem prejuízo da qualidade do serviço prestado ao consumidor / Melhoria do reconhecimento dos investimentos na revisão tarifária.

Os principais resultados obtidos pelas empresas que já praticam a gestão de ativos são:

- Melhoria do reconhecimento dos investimentos na revisão tarifária
- Possibilidade de elaborar um plano de substituição para ativos já depreciados antes da falha
- Melhoria dos indicadores de desempenho

Dentro desses conceitos podemos dizer que as diversas soluções e a evolução da tecnologia de IEDs independente dos sistemas de proteção e controle estarem no mesmo hardware poderá causar impactos na gestão de ativos das empresas e maiores custos para a manutenção principalmente para manter sempre as equipes de manutenção treinadas e capacitadas para as diversas soluções e atualizações.

Uma maior integração com os fornecedores desses sistemas com vistas a avaliar um contrato de manutenção pode apresentar menores custos tanto para reposição de possíveis equipamentos em falha como desonerar os estoques estratégicos.



## 6.0 - CONCLUSÕES

Conforme apresentado, os novos projetos considerando o mesmo IED para as funções de proteção e controle deverá apresentar o mesmo desempenho em relação a IEDs com as funções de proteção e controle separados, porém devemos considerar os impactos na gestão de ativos e os custos associados de forma geral nos estoques estratégicos. Outro ponto relevante envolve os critérios de liberação dos equipamentos protegidos, que poderá impactar na parcela variável das empresas e principalmente os desenvolvimentos de competências nas empresas para avaliar e executar as manutenções desses novos sistemas.

Portanto as empresas deverão evoluir nos conceitos de gestão de ativos para elaboração da melhor especificação técnica com vistas a atender as estratégias técnicas e de rentabilidade das empresas.

A avaliação de projetos rentáveis é uma balança que de um lado estão os custos de aplicação de novas tecnologias e do outro os custos de manutenção, operação, capacitação e gestão de estoques ao longo da vida útil dos equipamentos. O ponto de equilíbrio representará os riscos associados a esse projeto. Uma ferramenta importante para definir os conceitos e pesos de cada lado dessa balança será a gestão de ativos.

É inevitável a evolução da tecnologia para os sistemas de proteção de controle de subestações, como visto, futuramente a aplicação de computadores centralizando as funções de proteção e controle associadas a merging units inteligentes deve evoluir diminuindo ainda mais os equipamentos e cabos nas subestações. Essa transição deve ser pensada e estudada pelas empresas considerando os impactos na mudança dos padrões e avaliando os riscos, custos e desempenho desses ativos. A solução com IEDs junto ao barramento de processo é uma realidade e deverá representar mais um avanço na direção de projetos rentáveis.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Das et al., "Distribution Automation Strategies: Evolution of Technologies and the Business Case," in Proc. IEEE Trans. Smart Grid, doi:10.1109/TSG.2014.2368393, vol. 6, no. 4, pp. 2166-2175, July 2015.

(2) Centralized substation protection and control - IEEE PES - Power System Relaying Committee - Report of Working Group K15 of the Substation Protection Subcommittee, Members: Michael Thompson, Chair Don Lukach, Vice Chair Martin Best, William English, Vahid Madani, Lubomir Sevov, Gustavo Brunello, Dominick Fontana, Dean Miller, Charles Sufana, Patrick Carroll, Stephen Grier, George Moskos, Qun Qiu, Arvind Chaudhary, Randy Hamilton, Chuck Mozina, Iliia Voloh, Stephen Conrad, Roger Hedding, Adi Mulawarman, John Wang, Randy Crellin, Gene Henneberg, Pratap Mysore, Roger Whittaker, Paul Elkin, Charles Henville, Mukesh Nagpal, Rich Young, Gerald Johnson, Bruce Pickett

(3) Gestão de ativos – Guia para aplicação da norma NBR ISO 55001 – International Copper association Latin America

(4) Princípios Básicos para Automação de Grandes Subestações baseados na Norma IEC 61850 – KEMA, CTEEP – 2010

(5) Revisão do MCPSE através da Audiência Pública nº 24/2014 - Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Frederico Pereira Schumann, brasileiro, nascido em 1961, Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Brasil, em 1985, pós-graduado em sistemas elétricos de potência pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1988, especialização em sistemas digitais pela USP - Universidade de São Paulo em 1994. Participação em diversos seminários no Brasil como autor de trabalhos voltados a aplicação e estudos de sistemas de proteção e automação de subestações. Iniciou sua carreira no setor elétrico em 1986 como Engenheiro na área de estudos e desenvolvimento da proteção da Eletropaulo- Eletricidade de São Paulo S/A, atuou nas áreas de operação e manutenção da Eletropaulo, EPTE e ISACTEEP como Engenheiro, coordenador e gerente até 2016. Participou de grupo de trabalho de sistemas de automação de subestações do Grupo ISA Colômbia.