

EVOLUÇÃO DAS SUBESTAÇÕES TOTALMENTE DIGITALIZADAS ATRAVÉS DA APLICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS NÃO CONVENCIONAIS (LPIT) COMBINADOS

Denys Lellys (*) **João Jesus**
GE Grid Brasil **GE Grid U.K.**

RESUMO

Os modernos transformadores de corrente e tensão não convencionais, denominados com o termo oficial "LPIT - Low Power Instrument Transformer", sigla para "Transformador de instrumento Digital de baixa potência", individuais ou combinados em uma mesma estrutura física, representam uma nova tecnologia inovadora que oferece vários benefícios significativos nas subestações totalmente digitalizadas.

A finalidade deste artigo é apresentar estas inovações incrementais, já consolidada e amplamente usadas em outros países, que contribuem para soluções mais seguras e precisas de medição digital de tensão/corrente através de sensores ópticos LPIT, incluindo uma visão da evolução das arquiteturas no campo das subestações digitais.

PALAVRAS-CHAVE

CMO, IEC 61869, Merging Unit, LPIT, Process bus.

1. INTRODUÇÃO

Desde 1845, os cientistas sonham em controlar a eletricidade usando a luz para fins de pesquisa e aplicação. Os fenômenos físicos usados nestas pesquisas e os descobrimentos ocorreram, respectivamente, em 1845, pelo conhecido "Efeito Faraday", de Michael Faraday (Grã-Bretanha), e em 1893, graças ao aclamado "Efeito Pockels", desenvolvido por Friedrich Carl Alwin Pockels (Alemanha).

Cada um dos efeitos ópticos acima mencionados que governam a interação da luz com quantidades elétricas poderia teoricamente ter sido usado por engenheiros durante esses dois períodos de tempo. O transformador óptico de corrente poderia ter sido inventado 175 anos atrás, e o transformador de corrente e tensão combinados, 125 anos atrás. No entanto, o uso dessas propriedades ópticas descobertas para medir correntes e tensões exigiria várias inovações adicionais importantes antes que elas pudessem ser industrializadas.

A aplicação destas técnicas na indústria se concretizou rapidamente nos últimos 30 anos com o desenvolvimento das fibras ópticas para o transporte de sinais "analógicos" e "digitais" e, em 2004, com o lançamento da norma mundial IEC 61850 que consolidou o uso de redes ethernet de comunicações digitais em subestações de energia.

Portanto, os sensores ópticos representam uma nova tecnologia inovadora que oferece vários benefícios significativos, sendo do conhecimento da indústria de que superam os transformadores de medição convencionais em várias áreas, incluindo: facilidade de instalação de fibra óptica; compactidade e leveza; precisão, segurança aprimorada; desempenho aprimorado em condições transitórias de sobretensão e sobrecorrente e facilidade de fabricação com inventários reduzidos. Além disso, considerando as perdas geradas pelos fios de cobre para transmissão de sinais em longas distâncias, os LPITs que utilizam fibras ópticas oferecem grandes benefícios. Essa vantagem abre a tecnologia para novas aplicações em que os pontos de medição estão distantes dos aparelhos de proteção e medição, como por exemplo em linhas de transmissão híbridas (aérea/subterrânea).

2. APLICAÇÕES DO LPIT EM SUBESTAÇÕES “FULL” DIGITALIZADAS

2.1 Geral

Atualmente, modernas subestações de energia totalmente digitais (Full digital substation) eliminam a necessidade de intermináveis fios de cobre, agora substituídos por fibras ópticas, redes Ethernet de comunicação e transformadores de instrumentos de corrente e tensão ópticos ou digitais (LPIT), operando com mais segurança ou seja sem riscos de explosão ou choque elétrico, eficiência e eficácia, com melhor disponibilidade, e menor impacto ambiental.

Demorou algum tempo até a formação definitiva de um grupo de trabalho composta pelos principais fornecedores mundiais de solução de automação e proteção para discutir esta padronização, cujo resultado inicial foi apresentado durante a bienal do CIGRE 2004, sendo esta a primeira demonstração de interoperabilidade apresentada com um protocolo seguindo as diretrizes de aplicação da IEC 61850-9.2.

Sensores ópticos modernos “stand alone” ou combinados, como CTO, VTO e CMO, com suas merging unit inseparáveis e dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), incluindo relés de proteção e controle process bus, devem ser conectados para se comunicar tanto dentro da subestação quanto com o maior sistema de rede em geral (ou seja, Subestações CA e CC e sua integração em futuras redes HVDC). Por muitos anos, padronização insuficiente, protocolos de comunicação proprietários e retorno do investimento insuficiente retardaram o surgimento de uma subestação digital completa. Hoje, os padrões IEC 61850 permitem facilitar a interoperabilidade entre todos os equipamentos e fornecedores.

Os transformadores de instrumento não convencionais (NCIT) ou ópticos (LPIT) eliminam a imprecisão dos transformadores de instrumento convencionais (linearidade x saturação) causados pela dependência de um núcleo de ferro que precisa ser magnetizado, mas não excedente, e pela conexão de circuitos secundários analógicos.

Nos transformadores de corrente convencionais, é um desafio alcançar a precisão em baixos níveis de sinal e a faixa dinâmica para satisfazer as tarefas de medição e proteção. Em vez do núcleo de ferro, a conversão da medição primária para a secundária pode usar tecnologia óptica, Rogowski ou capacitiva, com a opção ideal para AIS (subestações isoladas a ar) e GIS (subestações isoladas a gás) acionadas pelo respectivo tamanho do dispositivo digital, o que, por sua vez, permite a otimização do tamanho do formato (“frame”) de comunicação digital. Portanto, os novos transformadores de instrumentos ópticos oferecem benefícios semelhantes, incluindo maior precisão, repetibilidade e segurança do que os transformadores de instrumentos convencionais, além disso, os transformadores ópticos apresentam

Outro benefício significativo é que são compactos e leves (10% apenas do peso do similar convencional), desta forma, há economia de custos de mobilização, fundações, estruturas e construção, além da montagem flexível em qualquer posição (vertical, inclinado, horizontal) já que não há óleo isolante na estrutura dos sensores ópticos de corrente.

Evitar o óleo nos transformadores de instrumentos também reduz os riscos de explosão. "A proteção ambiental e o uso de recursos naturais também são aprimorados ao eliminar o óleo nos transformadores de instrumentos e ao empregar fibras ópticas em vez de cobre. Isso também traz benefícios econômicos diretos, dado o aumento de 400% no preço do cobre nos últimos 10 anos.

Os modernos transformadores de instrumentos digitais, tipo LPIT, usam sensores ópticos como meio de detecção para realizar medições de corrente e tensão da linha de alta tensão nas subestações com a seguinte nomenclatura:

- The diagram illustrates the components and types of High Voltage (HV) equipment. It is organized into three main sections: a central list of components, a 'Common' section, and a 'Specific' section.

Central List of Components:

 - 760 kV insulation
 - 400 kV insulation
 - 220 kV insulation
 - 132 kV insulation
 - 90 kV insulation
 - 69 kV insulation

Common (Green Box):

 - Metrology performance:**
 - XMU860
 - CT sensor
 - VT sensor
 - Mechanic
 - Optical cable

Specific (Red Box):

 - Dielectric performance:**

Image:

A photograph of two high-voltage insulators. The larger one is labeled 'CMO245' and the smaller one is labeled 'CMO100'.

3



Figura 2: CMO 100 - SE Blocaux 90 KV – RTE, França

2.3 Critérios de Aplicação do LPIT

Originalmente, os primeiros LPIT foram desenvolvidos exclusivamente para medição de corrente, enquanto que os transformadores de potencial se mantiveram com a tecnologia convencional. Contudo, com a evolução da tecnologia dos sensores ópticos, tanto para corrente como para tensão do tipo “stand alone” e também, mais recente, o tipo combinado, ou seja com sensores ópticos de corrente e tensão na mesma estrutura ou mesma coluna, permitiram aplicações mais otimizadas no tocante a instalação, simplificação e redução de espaço necessário em comparação com solução “stand alone”, embora cuidados adicionais e verificações na aplicação sejam necessárias no tocante a limitação de distância dos sensores ópticos de tensão, tipicamente inferior a 400 metros e sensores de corrente inferior a 30 KM devido a atenuação do sinal óptico.

Como critério geral, os LPIT podem ser aplicados em subestações de qualquer nível de tensão e em qualquer sistema secundário de medição, proteção, comando, controle e supervisão com a função de aquisição da corrente e tensão no nível primário, ou seja, no nível do cabo da linha de transmissão, bucha de transformador, enrolamento de geradores, etc., com a finalidade de executar função de medição de sistemas de energia em geral.

Ressalta-se também que o LPTI é um sistema integrado, composto basicamente por sensores óptico, fibras, colunas e Merging Unit (Figura 3), de forma que a cada fabricante fornece sua solução completa, não sendo possível a aquisição ou intercâmbio de partes de distintos fabricantes.

A Merging Unit (MU) é definida como parte do LPIT, podendo estar ou não em uma mesma estrutura física, sendo que sua entrada pode ser normalizada ou proprietária. Já a concepção de Stand Alone Merging Unit (SAMU) trata de um produto separado, não fazendo parte dos transformadores de instrumentação, sendo que suas entradas são sempre padronizadas e podem ser da forma analógica ou digital (Figura 3). Esta segunda concepção pode ser usada em retrofits, mantendo os TCs e TPs existentes convencionais. Vale ressaltar que os dados provenientes tanto de uma MU integrada ao TI quanto a de uma SAMU deverão ser indistinguíveis um do outro.

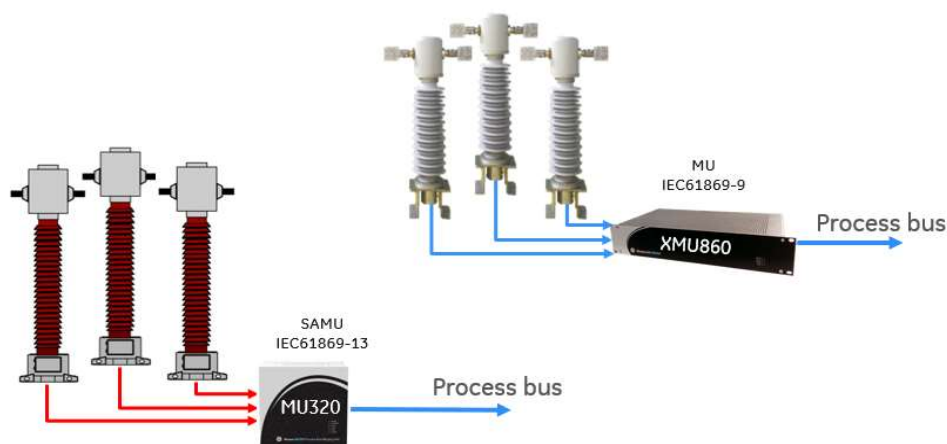


Figura 3: LPIT – CMO Sistema Integrado

Basicamente, o LPIT pode ser aplicado com apenas um conjunto de sensores em aplicações que não requeiram redundância ou com dois sensores – sistema dual optical sensor – Figura 4. Tipicamente, o sistema dual é requerido em aplicações em alta e extra alta tensão (HV/EHV) em que os sistemas são redundantes por questões técnicas (segurança e flexibilidade) e normativas.



Figura 4: LPIT - Esquema Redundante dual sensor

As figuras 5 e 6 abaixo apresentam, respectivamente, exemplos típicos de uma arquitetura de LPIT com a aplicação de sensores simples e duplo em vãos de linha e transformador de subestações digitais:

➤ Sensor óptico Simples:

No exemplo de aplicação da figura 5, temos um terminal de linha de transmissão, com apenas um sensor óptico e respectiva Merging Unit na seção central, barras e saída de linha, em uma subestação disjuntor e meio de 230 kV.

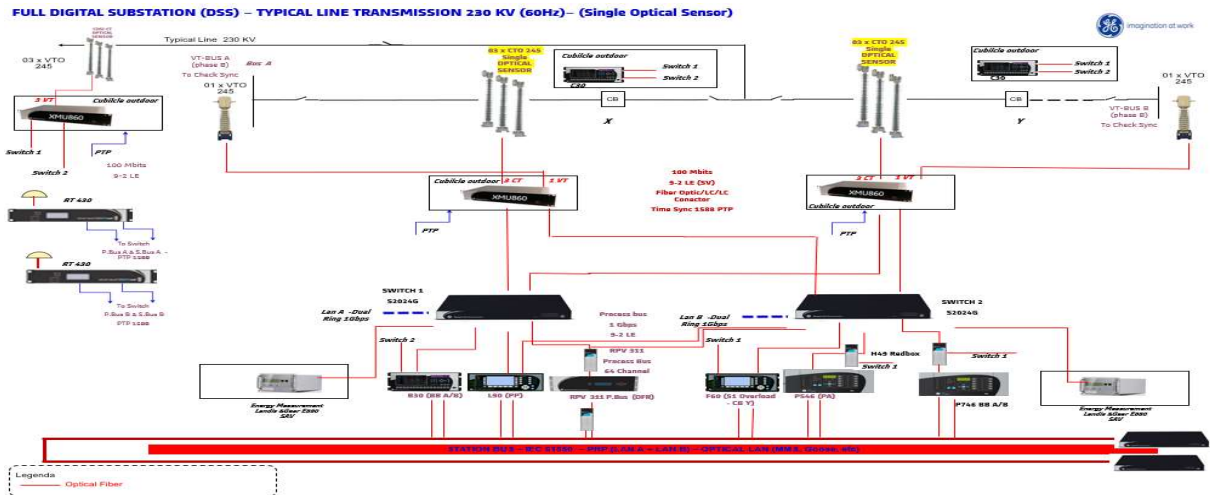


Figura 5: Arquitetura com LPIT single optical sensor

➤ Sensor óptico Dual:

No exemplo da figura 6 abaixo, temos um terminal de linha de transmissão, com sensores óptico duplo (dual) e respectivas Merging Units na seção central, barras e saída de linha, em uma subestação disjuntor e meio de 230 kV.

Aplicação de sensores ópticos LPIT em sistema de proteção diferencial de barras Process Bus (IEC 61850-9-2LE).

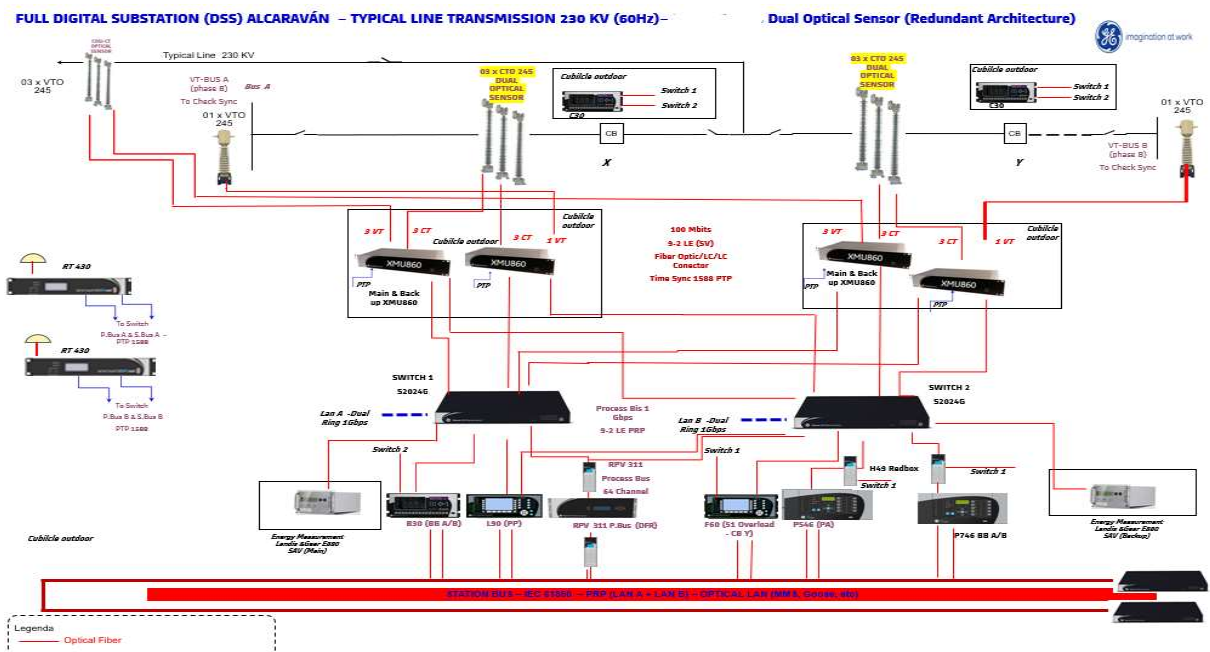


Figura 6: Arquitetura com LPIT dual optical sensor

2.4 Aplicação de sensores ópticos LPIT em sistema de proteção diferencial de barras Process Bus (IEC 61850-9-2LE).

A figuras 7 e 8 abaixo, mostram esquemas completos de um sistema de proteção diferencial de barramento process bus conectado aos transformadores óptico (LPIT) através das suas merging unit (MU) em que destacamos as inúmeras vantagens deste esquema como, por exemplo, a imunidade a saturação e as interferências eletromagnéticas, eliminação de cablagem e redução de canaletas convencionais, redução de riscos de choques e melhoria da segurança física, pois não há possibilidade de explosão dos TC's ópticos, provendo proteção adequada contra falhas no barramento da subestação.

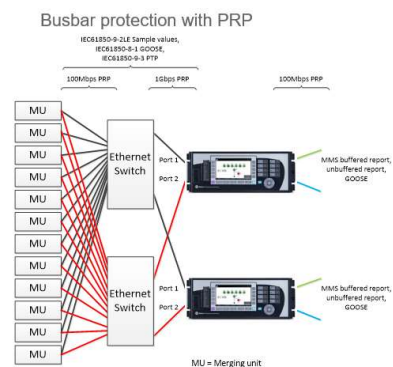
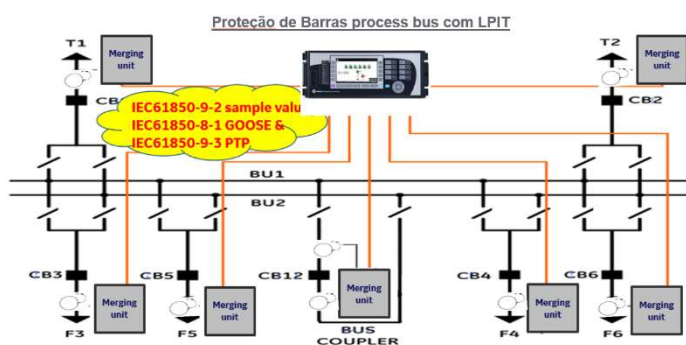


Figura 7: Proteção de Barras Process bus Figura 8: Arquitetura redundante PRP (24 bays)

3. EVOLUÇÃO DAS SUBESTAÇÕES FULL DIGITAIS

3.1 SE Digital 2.0 e 3.0 – Arquiteturas e Estado da Arte

As figuras 9 e 10 abaixo apresentam 02 (duas) arquiteturas ilustrando as Subestações Digitais 2.0 e 3.0, considerando o estado da arte atual (SED 2.0), com aplicação de merging unit integrada de tensão/corrente/digital, tipo PIU (Process Interface Unit), conectadas a TC/TP convencionais e IED's individuais e distribuídos, em seguida a arquitetura da SED 3.0 com sistema centralizado de proteção, controle e automação (CSPACS) sendo esta uma nova filosofia de sistema de proteção e controle centralizado baseado em um único IED multifuncional. Podendo ter redundância para maior confiabilidade, disponibilidade e flexibilidade para períodos de manutenções.

O sistema CSPACS centralizado é um conceito inovador e, em desenvolvimento, que combina as funções de diversos IED's em um único hardware, processando todas as funcionalidades de proteção, controle, medição, supervisão e automação da subestação.

O sistema não é apenas um único dispositivo de proteção centralizado, porque esse dispositivo por si só não trará benefícios para o usuário. Na realidade é um sistema integrado de proteção, controle, supervisão, medição e automação que envolve a digitalização no nível do processo e uma IHM da subestação integrada, juntamente com interfaces para monitoramento e controle de WAMS (Wide Area Measurement Systems).

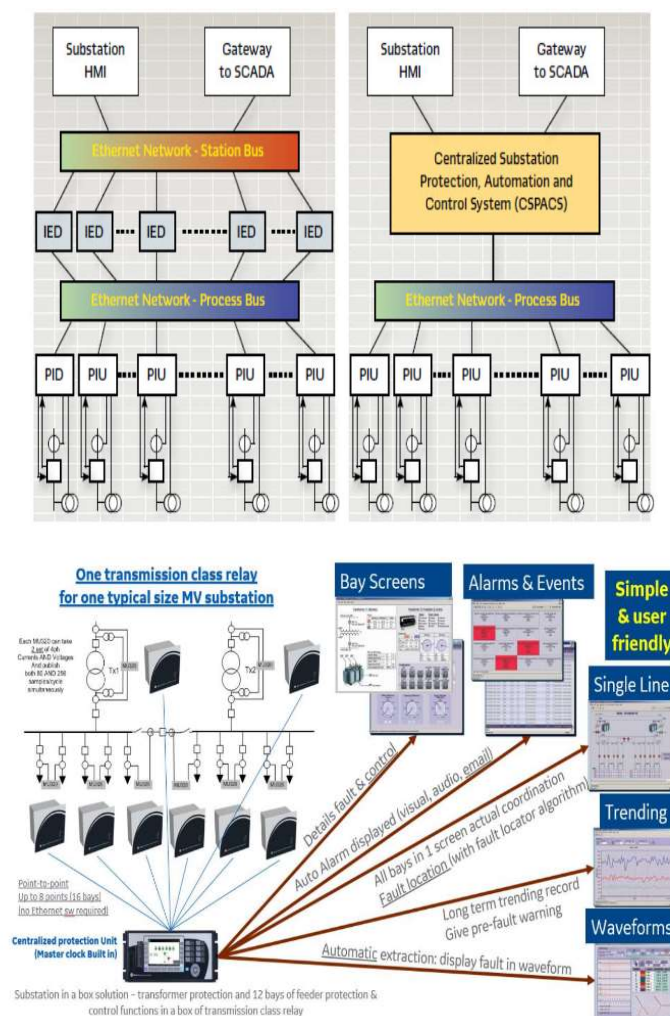


Figura 9: SE Digital 2.0 e 3.0 Figura 10: SE Digital 3.0 – Sistema Centralizado

Obviamente ter todas as funções executadas em um hardware centralizado também abre alguns novos requisitos, como a necessidade de segurança cibernética robusta em um sistema centralizado, além de redundância para assegurar disponibilidade no caso de falha do hardware ou intervenção para manutenção.

3.2 SE Digital 4.0 - Evolução da Arquitetura

A arquitetura da figura 11 apresenta uma visão de uma subestação full digital 4.0 mostrando no nível do pátio da subestação apenas merging unit (PIU/RIO/SAMU) e o LPIT, e, em seguida, sistema de comunicação com representação do tráfego do fluxo de dados (sinais analógicos SV, sinais digitais Goose, supervisão/alarme MMS, Sincronização PTP, etc) para o sistema centralizado remoto de proteção, controle, automação, monitoramento, etc., podendo este estar localizado distante fisicamente da subestação de forma “virtualizada” com capacidade de lidar com toda a proteção e automação de subestações em um único servidor de alto desempenho..

Neste contexto, torna-se fundamental um sistema de comunicação de alta velocidade que possua uma baixíssima latência (Por exemplo: rede movél 5G) de forma a assegurar o processamento dos dados em tempo real das redes process bus e station bus da subestação. Esta baixa latência permitirá uma expansão da chamada realidade aumentada que demanda uma resposta rápida após interações com objetos reais que geram conteúdo em um ambiente virtual. A 5G também trará a possibilidade das equipes de operação e manutenção se conectar com uma quantidade maior de dispositivo móvel (por exemplo tablet, notebook, etc.), com aplicativos dedicados de acesso remoto ao sistema de proteção e controle e as devidas medidas de segurança cibernética (Rbac, Radius, Sylog, NERC-CIP, etc).

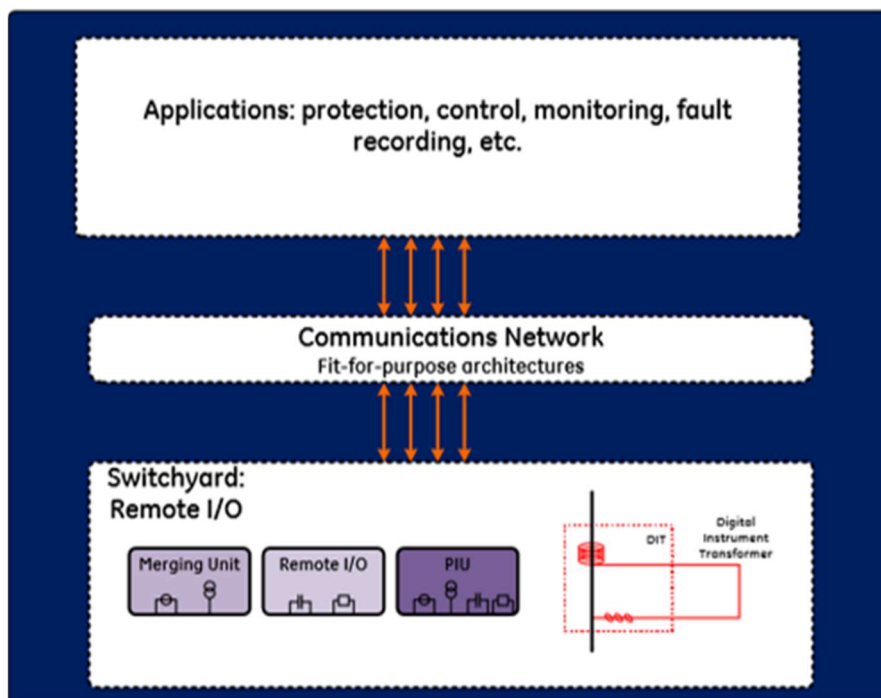


Figura 11: SE Digital 4.0 – Evolução da Arquitetura

4. APLICAÇÃO DA NORMA INTERNACIONAL IEC 61869 x LPIT

A norma IEC 61850, introduzida em 2004, é o padrão internacional para comunicação baseada em Ethernet em subestações digitalizadas de alta tensão mais aceito em todo o mundo e é a razão do ritmo

cada vez maior dos avanços da tecnologia dos sensores ópticos. É mais do que apenas um protocolo; é um padrão abrangente feito para utilitários para ajudar a fornecer funcionalidade completa que não é suportada em protocolos de comunicação herdados.

Em sua edição 1 (2004), o capítulo 9, da norma IEC 61850, foi especialmente dedicado na padronização dos valores amostrados analógicos (SAV) proveniente dos TC e TP e, posteriormente, complementado com o adendo conhecido como IEC 61850-9-2 LE (Light Edition).

Levou mais uma década para estabelecer um padrão IEC mais robusto, descrito hoje como a convenção de transformadores de instrumentos - IEC 61869, parte 9. É claro que agora essa referência contemporânea também é vista por vários fornecedores de automação, controle e proteção de subestações de alta tensão que oferecem soluções com IEC completo 61869 com compatibilidade padrão.

A nova norma internacional IEC 61869, que entrou em vigor em 2016, é a sucessora da norma IEC 60044-8/IEC 60044-7, e abrange o domínio dos transformadores de instrumento, conhecidos sob o termo oficial: "LPIT", sigla para "Transformador de instrumento de baixa potência". Este termo inclui todas as tecnologias de detecção diferentes das convencionais. Pode-se dizer que a IEC 61869 complementa a IEC 61850.

Portanto, a IEC 61869 é uma norma sobre transformadores de instrumentação com quinze partes para definir requerimentos para TCs e TPs não convencionais (NCIT) ou LPIT. No capítulo 9 são tratados as interfaces digitais para transformadores de instrumento e no capítulo 13 os requisitos técnicos da Merging Unit Stand Alone (SAMU).

A figura 12 mostra os 15 capítulos que compõem a norma IEC 61869.

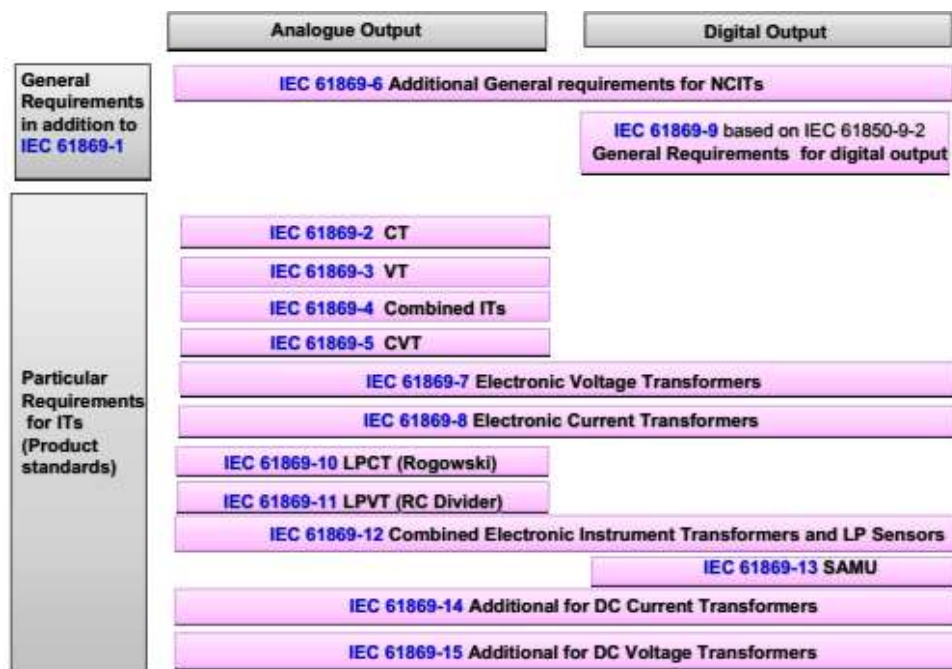


Figura 12: Capítulos da IEC 61869

Visando facilitar a interoperabilidade, a IEC 61869-9 traz um número limitado de variações permitidas para nomenclatura, estrutura da mensagem, número de ASDUs, taxa de amostragem, número de sinais

analógicos e escala. Com relação à taxa de amostragem, a norma disponibiliza 07 possibilidades de taxas associadas a 04 valores diferentes de número de ASDUs, dando preferência para as taxas de 4800 samples/s com 02 ASDUs para proteção e 14400 samples/s com 06 ASDUs para qualidade, independente da frequência do sinal, ou seja, uma mesma taxa poderia ser utilizada em um sistema de 50Hz ou 60Hz, diferentemente da definição da IEC 61850-9-2 Light Edition.

No que se refere ao número máximo de canais de tensão e corrente, na 9-2LE era fixo com de 08 canais (04 correntes e 04 tensões) e na IEC 61869-9 o número máximo de canais foi para 24 não fixando a quantidade de canais divididos entre correntes e tensões.

A Figura 13 abaixo, retirada da norma IEC 61869-9, mostra as taxas de amostragem disponíveis.

Digital output sample rates Hz	Number of ASDUs per frame	Digital output publishing rate frames/s	Remarks
4 000	1	4 000	For use on 50 Hz systems backward compatible with 9-2LE guideline.
4 800	1	4 800	For use on 60 Hz systems backward compatible with 9-2LE guideline, or 50 Hz systems backward compatible with 96 samples per nominal system frequency cycle.
4 800	2	2 400	Preferred rate for general measuring and protective applications, regardless of the power system frequency.
5 760	1	5 760	For applications on 60 Hz systems backward compatible with 96 samples per nominal system frequency cycle.
12 800	8	1 600	Deprecated, only for use on 50 Hz systems.
14 400	6	2 400	Preferred rate for quality metering applications, regardless of the power system frequency including instrument transformers for time critical low bandwidth d.c. control applications.
15 360	8	1 920	Deprecated, only for use on 60 Hz systems.
96 000	1	96 000	Preferred rate for instrument transformers for high bandwidth d.c. control applications.

Figura 13 – IEC 61869 Sample Rates

A IEC 61869-9 padroniza a utilização da própria rede Ethernet para a tarefa de sincronização temporal através da norma IEEE 1588, especificada na IEC/IEEE 61850-9-3. Sendo que todas as portas sample values (SV) das merging unit (MU) devem ser capazes de receber mensagens de sincronismo de tempo por protocolo de rede PTP (precise time protocol) de acordo com essa norma. O sinal de sincronismo 1PPS (pulso por segundo) fica como uma forma alternativa de sincronismo para questões de compatibilidade com tecnologias anteriores.

A norma também descreve o conceito de “Holdover Mode” pregando que caso haja perda do sinal de sincronização por um curto período de tempo, a Merging Unit deve continuar enviando a mensagem de SV normalmente, sem interrupção. Segundo a norma, o tempo mínimo de Holdover Mode é de 5 segundos, embora as modernas merging unit permitam holdover de até 60 segundos. Este é um artifício para caso haja algum problema temporário no sinal de sincronismo, levando em conta que a MU possui um clock interno de precisão, não gerando assim um escorregamento relevante até que o sinal de sincronismo seja restabelecido, embora os modernos relés digitais multifuncionais process bus já possuem capacidade de manter a sincronização, assumindo a função de master clock em caso de perda temporária do sinal de sincronismo da MU.

A IEC 61869-9 consolida o uso das definições do documento IEC 61850-9-2LE, que era considerado um documento ou anexo a parte da IEC 61850 elaborado por uma associação de empresas européias e passa a fazer parte da norma 61869, com algumas inclusões adicionais.

5.0 CONCLUSÕES

As modernas subestações totalmente digitalizadas, já em operação em diversas partes do mundo, eliminam a necessidade de intermináveis fios de cobre, agora substituídos por fibras óticas e sistema de comunicação baseado na norma mundial IEC 61850 para transmissão dos sinais analógicos e digitais desde o campo, operando com mais segurança, ou seja, sem riscos de choque elétrico ou explosão, eficiência e eficácia, com mais disponibilidade, e menor custo global e com menor impacto ambiental.

Neste contexto, foi apresentado no artigo conceito e aplicação dos novos sensores ópticos de corrente e tensão combinados (LPIT) e também casos reais de aplicação destes novos transformadores ópticos conectados as suas merging unit dedicadas, como também a evolução das arquiteturas dos sistemas de proteção, controle e automação, incluindo a nova norma IEC 61869, aplicadas em subestações digitais de alta e extra alta tensão.

Ressalta-se que em 2020, foi criado através do CIGRÉ Brasil, o grupo de trabalho GT A3.01 com objetivo de produzir brochura e disseminar a tecnologia do LPIT no setor elétrico brasileiro, cujo brochura foi concluída com o título “Estudo e Disseminação das Tecnologias de Transformadores para Instrumentos – LPIT”, podendo ser fonte de referência para aplicações reais no Brasil.

As novas tecnologias mais inteligentes proposta neste artigo será um passo a frente para tornar as empresas de energia mais confiável e com sistema de proteção integrada com menor custo.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) COSI & CMO – Site: www.gegridsolutions.com/
- (2) GE Network Protection & Automation guide – NPRAG – Edition May, 2011
- (3) Norma IEC 61869-9: Digital Interface for Instrument Transformers, Ed. 1 – 2016
- (4) Pereira Junior, P. S.; Pereira, P. S.; Lourenço, G. E.; Martins, C. M; Salge, G.S, Bernardino, R.C.. “Interoperabilidade no Barramento de Processos à luz da IEC 61850/IEC 61869-9 e o sincronismo temporal - XIII SIMPASE, Recife -PE- 2019.
- (5) D. Lellys, M. Oliveira, F. Fontinha – Subestação Lorena 500/230 KV: Primeira subestação digital da rede básica (SIN) do Brasil – Concepção, Arquitetura e Testes – XIII SIMPASE, Recife -PE- 2019.

7.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Denys Lellys

Nascido em Campina Grande, PB, em 26 de Junho de 1958.

Graduação (1981) em Engenharia Elétrica e Pós-graduação na área de sistemas de potência (1983) na UFPB-PB

Engenheiro da CHESF de 1983 a 2000.

Gerente de Vendas na Areva & Alstom Grid – 2000 a 2011

Gerente de Aplicação na GE Grid Solutions na área de sistemas de automação e proteção desde 2011.

Membro do CIGRÉ desde 1998 – grupo B5 – protection & automation.

Joao Carlos Vieira de Jesus

Nascido em Lisboa, Portugal em 4 de Agosto de 1972

Graduado em Engenharia de Eletrônica Industrial

Gerente de Produto na GE – 2000 à 2021.