



Análise da Implantação e do Desempenho Operacional de Subestações Digitais com Aplicação de Barramento de Processo no Grupo CPFL

Tema: Sistemas de Controle, Automação e Proteção

Autores: Wagner Seizo Hokama

Co-Autores: Letícia Lima

Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

O Grupo CPFL está investindo em rede, operações e experiência do cliente para se tornar uma companhia mais inovadora e digital e sempre com foco na preservação diária da saúde e segurança dos colaboradores.

Nesse sentido, a digitalização de subestações está alinhada com a estratégia da empresa com a instalação de Merging Units e IEDs digitais. O sistema é composto de instalação de *Merging Units* (MU) no campo, responsáveis pela digitalização do sinal e publicação de *Sample Values* e recebimento de mensagens GOOSE no *Process Bus*, fazendo a interação com os IEDs. Os IEDs, por sua vez, processam os sinais recebidos e atuam, ao mesmo tempo, nas MUs, no *Process Bus*, e em outros IEDs, no *Station Bus*, através de mensagens GOOSE (comunicação horizontal).

No presente artigo é apresentado a experiência da CPFL obtida no design, desenvolvimento, implementação, comissionamento e acompanhamento do desempenho do sistema de uma solução de proteção e controle totalmente digital aplicada em uma subestação de distribuição de energia elétrica. Para isso, foram utilizados quatro fabricantes diferentes, todos com soluções baseadas no padrão IEC 61850, para analisar problemas de interoperabilidade entre eles, sob a perspectiva de comunicação e manutenção.

1. Introdução

Desde a sua introdução em 2002, a norma IEC 61850 evoluiu para se tornar a norma adotada para sistemas de automação de subestações (SAS). A norma exige a integração de todas as funções de proteção, controle, medição e monitoramento de uma rede de sistema de energia nos níveis de processo e estação [1]. No grupo brasileiro, a norma IEC 61850 foi citada pela primeira vez no plano decenal 2005/2014 elaborado em 2004, demonstrando seu pioneirismo tecnológico nessa área [2].

Entre todas as características que a norma oferece, destacam-se dois serviços: o *Generic Object-Oriented Substation Events* (GOOSE), mecanismo de comunicação que permite a troca de informações em alta velocidade, sem a necessidade de conexões físicas; e *Sample Values* (SV), recurso que permite a transmissão de medições de tensão e corrente como fluxo de dados digitais com alta fidelidade. Esses serviços viabilizam a implementação de funções de automação e proteção através de mensagens transmitidas pelo

Process Bus. Por outro lado, essas novas ferramentas de subestações full digitais impactam no design do sistema de proteção e controle, se tornando grandes de desafio para as companhias do setor elétrico [3].

A arquitetura de um Sistema de Automação de Subestações (SAS) baseado no padrão IEC 61850 é composta por:

- *Station Level*: nível em que há a interação humana com o sistema, por meio dos computadores da subestação, permitindo ações de controle e operação.
- *Station Bus*: responsável pela interconexão entre níveis, conectando os equipamentos do Station Level com os equipamentos do Bay Level.
- *Bay Level*: contém vários Dispositivos Eletrônicos Independentes (IED), que tem a função de controle, supervisão e proteção de um bay, baseado nos dados recebidos das Merging Units, do Process Level.
- *Process Bus*: também responsável pela interconexão de níveis, conecta os equipamentos do Bay Level com os equipamentos do Process Level. A troca de informações entre os equipamentos nessa camada é realizado usando Sample Values e mensagens GOOSE.
- *Process Level*: local onde é instalado as Merging Units (MU), que faz o processamento dos sinais analógicos de corrente e tensão gerados nos transformadores de corrente (TC) e tensão (TP). Além disso, as MUs têm função de interface para status digitais, alarmes e sinais de comando.

2. Desenvolvimento

2.1 Motivacional

Entre os principais motivos para o projeto, dois pontos podem ser elencados:

- 1) Redução do uso de cabos que, consequentemente, simplifica o diagrama elétrico e reduz falhas causadas por problemas de contato, por exemplo. Essa redução se torna possível pelo uso de mensagens GOOSE e Sample Values, que permitem o compartilhamento de dados entre os equipamentos de rede, sem o uso de cabos. A Figura 1 ilustra os problemas da falta de simplificação do Diagrama Elétrico.



Figura 1 - Exemplo de uso de cabos de cobre em subestações

2) Padronizar todo o sistema em padrões internacionais, sem abdicar das questões de segurança e reduzindo problemas de monitoramento de rede. Isso viabiliza ter múltiplos fornecedores como opções de equipamentos. A Figura 2 apresenta os esforços para obter um sistema padronizado, seguro e monitorado.



Figura 2 - Sistema Padronizados, seguros e monitorados

2.2 Recursos e Proposta

De modo a utilizar os recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) como orçamento do projeto, foi proposta a criação de um item inovador e único na área de pesquisa e desenvolvimento. Este item não apenas deveria ser pioneiro, mas também atender a uma demanda interna crucial por excelência operacional. A proposta visava alinhar a inovação tecnológica com as necessidades operacionais da organização, garantindo assim um avanço significativo tanto em termos de pesquisa quanto de eficiência interna.

Neste contexto, foi definido o desenvolvimento de um método inovador para implementar a proteção diferencial de barramentos de média tensão utilizando mensagens de *Sample Values* (SV). Esta abordagem foi escolhida devido à sua originalidade e significativa relevância operacional. O método proposto visa solucionar

um histórico de incidentes que, ao longo de três anos, afetaram aproximadamente 260.000 Clientes-Hora Interrompidos (CHI) em cerca de 390 subestações da CPFL.

A proteção diferencial de barramentos é reconhecida por sua eficiência na detecção e eliminação de falhas, o que resulta em uma série de benefícios operacionais. Primeiramente, a rápida identificação e isolamento de falhas minimizam os danos aos equipamentos primários, preservando a integridade dos ativos da rede elétrica. Além disso, a agilidade na restauração operacional é significativamente aumentada, reduzindo o tempo de interrupção do serviço e melhorando a confiabilidade do fornecimento de energia. Este método não só representa um avanço tecnológico na proteção de barramentos de média tensão, mas também atende a uma demanda crítica por excelência operacional. A implementação de mensagens SV permite uma comunicação mais precisa e rápida entre os dispositivos de proteção, otimizando a resposta a falhas e contribuindo para a estabilidade e eficiência da rede elétrica.

Definido as metas, o projeto seguiu segundo as macros etapas de desenvolvimento, mostradas na figura 3.

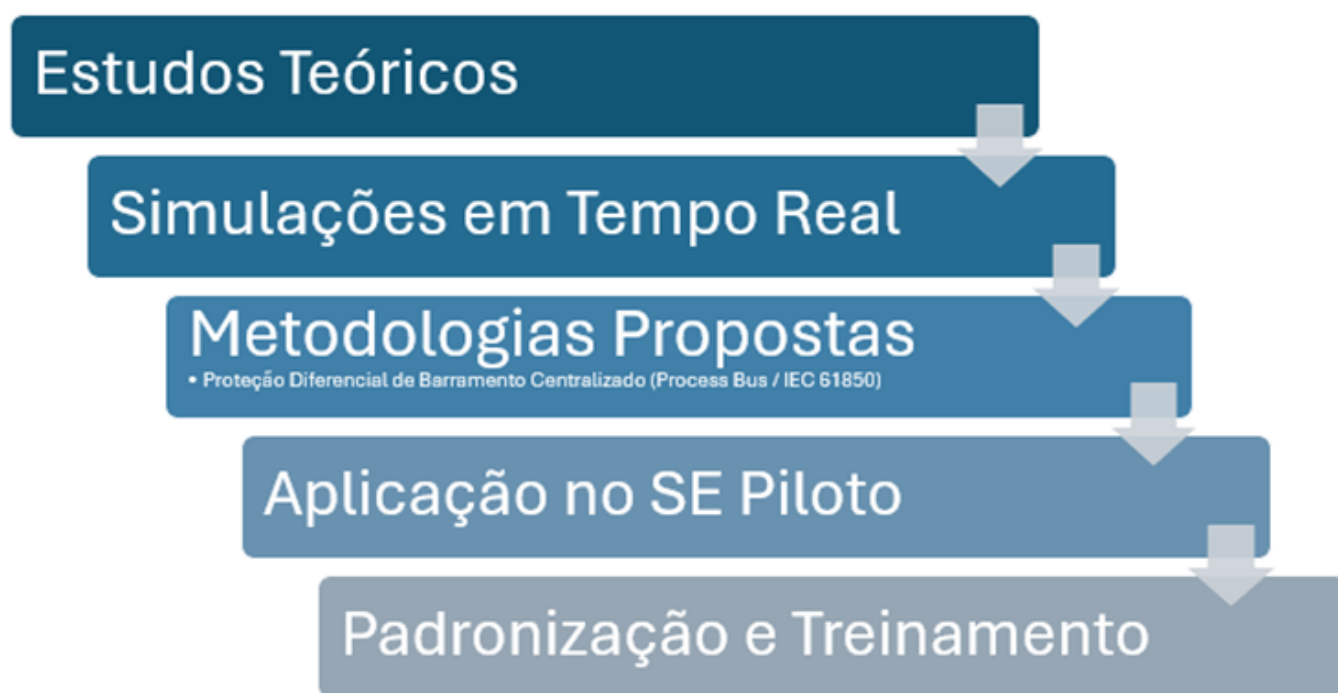


Figura 3 – Macro Etapas do Projeto

O sistema de proteção proposto é mostrado no esquema simplificado da figura 4.

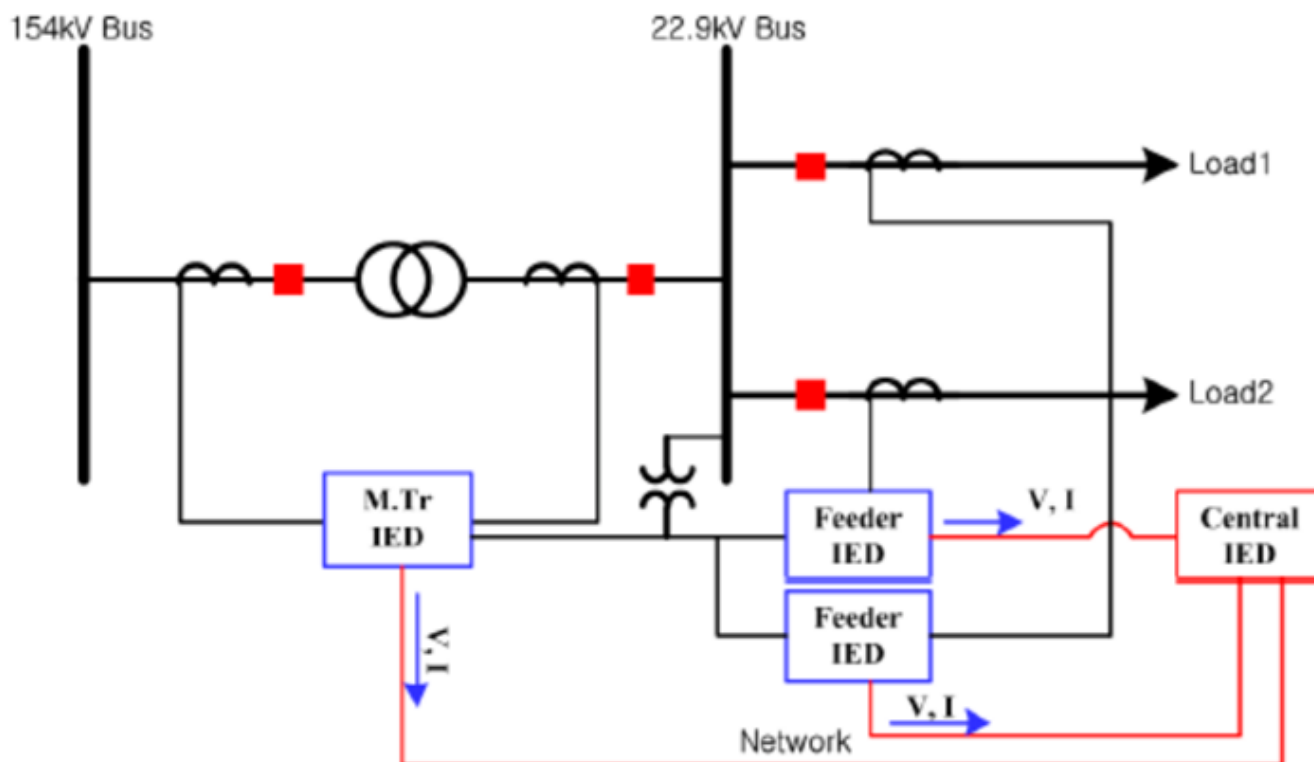


Figura 4 – Diagrama simplificado do sistema de proteção proposto

2.3 Vantagens

Benefícios da solução:

- Redução da fiação de cobre: não só reduz os custos com materiais, mas também simplifica a infraestrutura da subestação.
- Redução dos custos de instalação, manutenção e comissionamento: devido à redução da quantidade de cabos e simplificação da infraestrutura. Além disso, a digitalização facilita a detecção e correção de falhas, diminuindo o tempo e os recursos necessários para essas atividades.
- Fácil adaptação às mudanças na configuração do barramento: realizar alterações digitais é muito mais fácil do que realizar intervenções físicas já instaladas.
- Aumento da segurança: a eliminação de cabos de cobre e a digitalização dos sinais contribuem para um ambiente de trabalho mais seguro, reduzindo o risco de acidentes, como choques elétricos, por exemplo.

2.4 Desenho e Implementação da Solução

O projeto foi desenvolvido na subestação Campinas 2 – Souzas, uma típica subestação de distribuição padrão do Grupo CPFL, com a seguinte composição:

- duas entradas de linha de 69 kV – subestação interligadora;
- um transformador de 8,25 MVA com tensão de 69/11,9 kV;
- um barramento com quatro alimentadores de 11,9 kV.

A figura 5 mostra o diagrama dessa subestação.

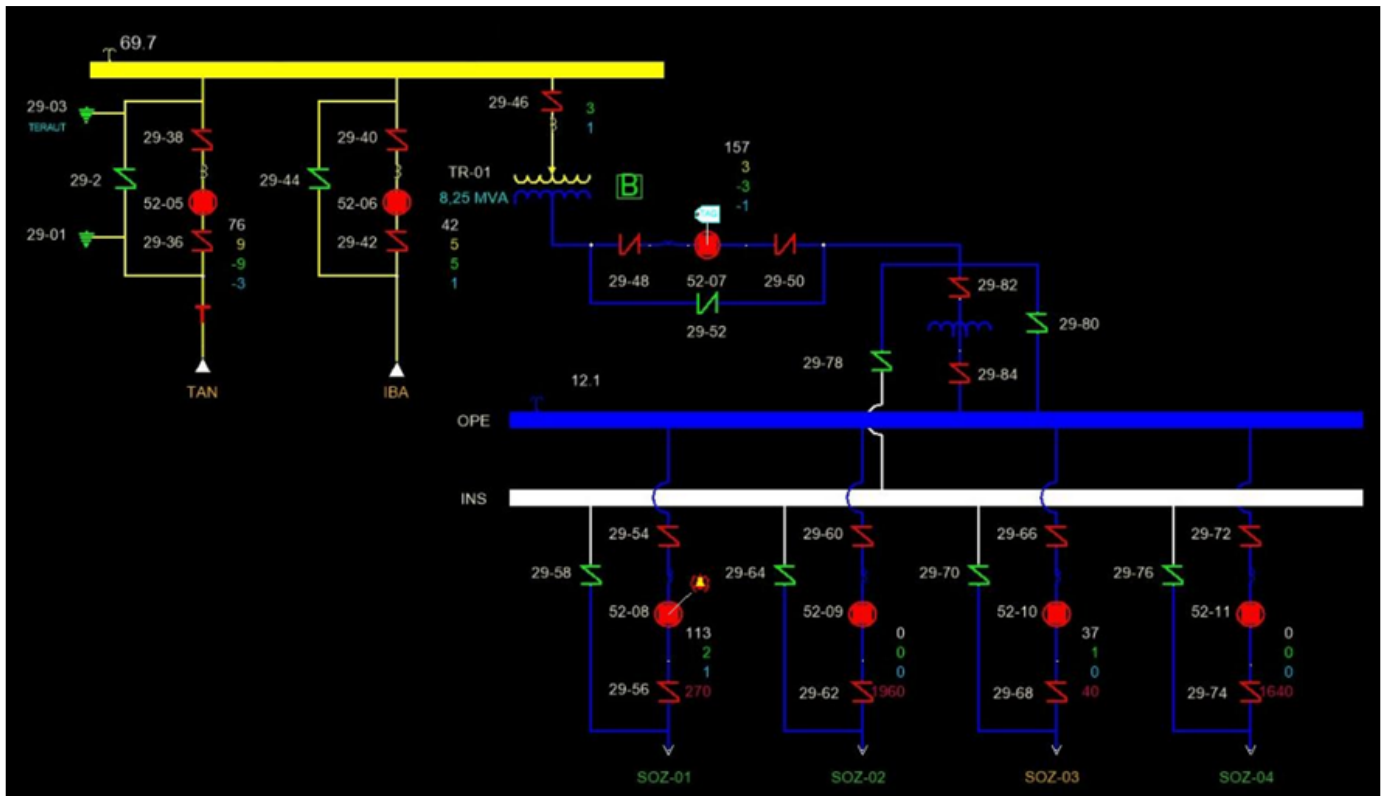


Figura 5 – Diagrama unifilar da subestação Souza

A definição do projeto piloto foi para utilizar de 4 fornecedores de relés diferentes, para verificar a conformidade com o padrão IEC 61850 em um cenário de teste de interoperabilidade. Neste cenário, a investigação dos requisitos técnicos e a elaboração do projeto foram conduzidas em colaboração com o integrador contratado, incluindo uma visita ao local para esclarecer dúvidas sobre a aplicação e validar as soluções propostas.

A figura 6 mostra a arquitetura do sistema implementado. As MUs foram instaladas em painéis externos, localizados no pátio da subestação, próximo ao equipamento primário.

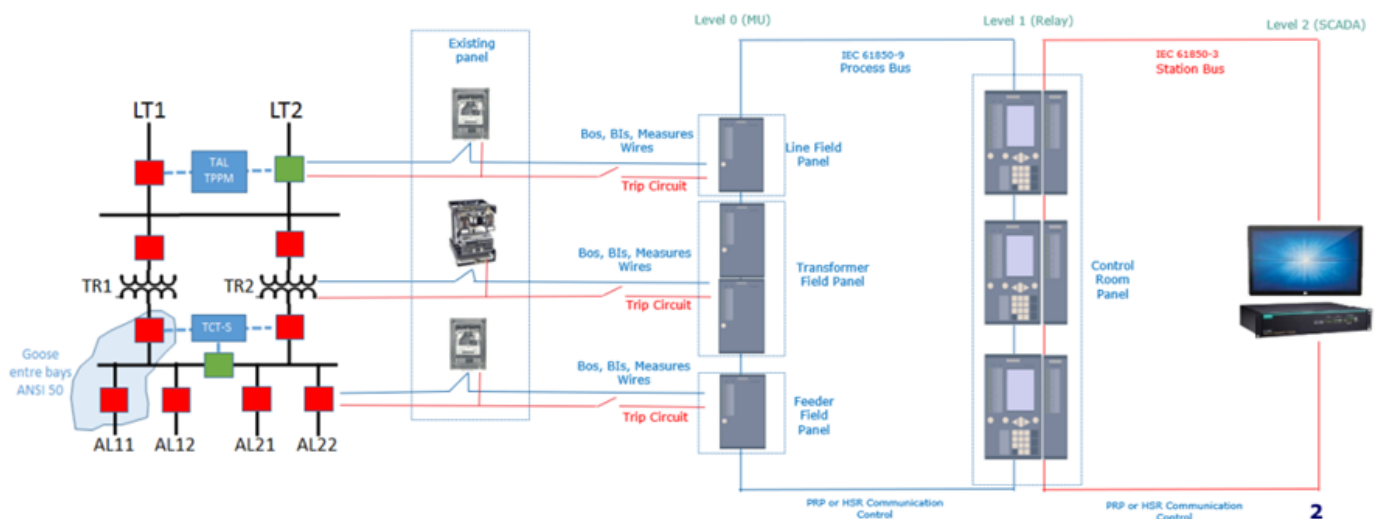


Figura 6 – Arquitetura do Sistema Implementado

A figura 7 mostra os painéis externos e internos instalados na casa de controle, contendo as MUs, IEDs e concentradores de dados.

Para interconexão dos equipamentos foi utilizado fibra ótica ligada em diferentes tipos de topologia. Esse foi um caso específico de instalação, onde o uso de diferentes topologias em uma mesma instalação permite a avaliação de performance de cada uma delas, porém não é recomendado para projetos definitivos, devido à dificuldade em manutenção.



Figura 7 – Painel externo e painel interno

Para facilitar a implementação e a manutenção futura da configuração dos equipamentos SAS, o integrador criou uma planilha com todas as informações necessárias para a troca correta de dados entre os equipamentos, tanto na rede de processo quanto na rede da estação. A Figura 8 apresenta os dados publicados e assinados pelos equipamentos da rede.

ORIGEM														
FABRICAN	TESTE	Tipo	GOOSE/SV ID	CONTROL BLOCK	MAC	VLAN	VLAN (dec)	VLAN Priori	APP ID	PUBLISHER	DATASE	LC	LN	DC
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	I01ATCTR1	AmpSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	I01BTCTR2	AmpSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	I01CTCTR3	AmpSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	I01NTCTR4	AmpSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	U01AVTR1	VolSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	U01BVTR2	VolSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	U01CVTR3	VolSv
SIEMENS	TESTADOTAC	SV	SV1	MSVCB01	01-0C-CD-04-00-01	0x8B9	3001	4	0x48B9	LTTAN_MU1	PhsMeas3	PROT	TVTR1	VolSv
SIEMENS	TESTADOTAC	GOOSEPB	GOOSE1	GoosePB	01-0C-CD-01-00-01	0x3E9	1001	5	0x03E9	LTTAN_MU1	GoosePB	CTRL	XCBR1	pos
SIEMENS	TESTADOTAC	GOOSEPB	GOOSE1	GoosePB	01-0C-CD-01-00-01	0x3E9	1001	5	0x03E9	LTTAN_MU1	GoosePB	CTRL	XCBR1	pos
SIEMENS	TESTADOTAC	GOOSEPB	GOOSE1	GoosePB	01-0C-CD-01-00-01	0x3E9	1001	5	0x03E9	LTTAN_MU1	GoosePB	CTRL	BIGGIO1	Bi13
SIEMENS	TESTADOTAC	GOOSEPB	GOOSE1	GoosePB	01-0C-CD-01-00-01	0x3E9	1001	5	0x03E9	LTTAN_MU1	GoosePB	CTRL	BIGGIO1	Bi14
SIEMENS	TESTADOTAC	GOOSEPB	GOOSE1	GoosePB	01-0C-CD-01-00-01	0x3E9	1001	5	0x03E9	LTTAN_MU1	GoosePB	CTRL	BIGGIO1	Bi15

Figura 8 – Exemplos de dados publicados online

A figura 9 apresenta as características de cada fabricante avaliado no projeto. Observa-se que apenas o terceiro cumpre com todos os critérios. Ao fazer a configuração dos IEDs apenas esse fornecedor satisfazia todas as especificações previstas no projeto. Dessa forma, para que mais de um fornecedor possa fazer parte do processo de compra em futuras especificações do SAS, garantindo condições mais favoráveis para empresa, se faz necessário flexibilizar os critérios.

	Vendor #1	Vendor #2	Vendor #3	Vendor #4
PRP (station bus)	X*	X	X	X
PRP (process bus)	X*	X	X	
HSR (station bus)			X	
HSR (process bus)	X*		X	
Conexão ponto-a-ponto	X	X	X	X**
IEC 61850 edição 2.0	X	X	X	X
IEC 61850 edição 2.1			X	
Sampled Values (IEC 61850-9-2LE)	X	X	X	X
Sampled Values (IEC61869-9)	X		X	
IEEE1588v2 / PTP (slave clock)	X	X	X	X
IEEE1588v2 / PTP (boundary clock)		X	X	
IEEE1588v2 / PTP (power system)	X	X	X	X
IEEE1588v2 / PTP (utility automation)	X	X	X	X

Figura 9 – Resumo das características de cada fabricante avaliado neste projeto

* - Não suporta trabalhar com PRP, HSR ou uma combinação de ambos;

** - Usa apenas 1 fluxo SV

Outro aspecto significativo verificado durante a fase de projeto e desenvolvimento da solução foi o gerenciamento de arquivos de configuração de IEDs e MUs, padronizados pela norma IEC 61850, especificamente a *Substation Configuration Language* (SCL), durante todo o processo de engenharia e configuração.

Devido às características únicas de cada fabricante, foi necessário utilizar ferramentas proprietárias de cada fabricante para manipular arquivos SCL. Consequentemente, um arquivo separado de *Substation Configuration Description* (SCD) foi gerado por cada fabricante, devido à falta de uma ferramenta de configuração centralizada do sistema, como uma *Substation Configuration Tool* (SCT), capaz de consolidar todas as configurações.

Além disso, descobriu-se que o software de um dos fabricantes não conseguia exportar arquivos SCD, limitando-se à troca de arquivos dos tipos *IED Capability Description* (ICD) e *Configuration IED Description* (CID).

2.5 Comissionamento e Aprovação da Solução

Durante a fase de comissionamento e aprovação da solução, foram realizados os testes de levantamento da curva de desempenho de proteção e da lista de supervisão e controle SCADA, como normalmente é

realizado no SAS digital. Além desses funcionais, foram realizamos uma série de novos testes que agora estão disponíveis com a implementação desta nova tecnologia, SAS full digital.

De início foram testados os modos de operação dos IEDs e das MUs, para modo de teste e modo de simulação.

Os modos de teste estão listados abaixo. Na figura 10 é apresentado a combinação dos modos de teste do IED e da MU.

- On: estado normal de comunicação, funções de controle saídas físicas ativas.
- Blocked: comunicação e funções de controle ativos, mas sem processamento de dados das saídas físicas.
- Test: comunicação, funções de controle e saídas físicas ativos, mas os sinais de comunicação e controle são produzidos sob condição de teste. Somente os controles marcados como teste são executados.
- Test/Blocked: modo de operação de acordo com o modo test, mas sem processamento de dados das saídas físicas.
- Off: funções e saídas físicas desativadas, a comunicação é fornecida com qualidade de dados inválida.

	<u>Rele (On)</u>	<u>Rele (Blocked)</u>	<u>Rele (Test)</u>	<u>Rele (Test/Blocked)</u>
MU (<u>On</u>)	Operação Normal	Saídas do IED bloqueadas	MU não processa dados do IED	MU não processa dados do IED E saídas do IED bloqueadas
MU (<u>Blocked</u>)	Saídas da MU bloqueadas	Saídas do IED e da MU bloqueadas	MU não processa dados do IED e as saídas do MU bloqueadas	MU não processa dados do IED E saídas do IED e da MU bloqueadas
MU (<u>Test</u>)	IED não processa dados da MU	IED não processa dados do MU e as saídas do IED bloqueadas	Relé e MU processando todos os dados, mas com sinais em condições de teste	Relé e MU processando todos os dados com sinais em condição de teste E saídas IED bloqueadas
MU (<u>Test/Blocked</u>)	IED não processa dados do MU E saídas do MU bloqueadas.	IED não processa dados do MU E saídas do IED e da MU bloqueadas.	Relé e o MU processando todos os dados com sinais em condição de teste E saídas MU bloqueadas.	Relé e o MU processando todos os dados com sinais em condição de teste E saídas IED e MU bloqueadas.

Figura 10 – Combinação dos modos de teste do IED e MU

Para o modo de simulação, a partir da 2ª edição do protocolo 61850 é possível identificar se as mensagens GOOSE e SV são reais ou simuladas com um bit S reservado, sinalizado na figura 11, visualizada de uma ferramenta de monitoramento, neste caso foi utilizado o software IEC *Browser* da Siemens. O bit S definido como verdadeiro só pode ser publicado por sistemas de teste. Esse modo de simulação é definido pelo usuário através do comando executado no Nó lógico LPHD (LPHD.Sim.Oper.ctlVal).

PROTBAR/TRIP\$ST\$Beh

Go to

Name	Type(Len[arr])	Value
Name		Beh
Type		Data Object
Path		PROTBAR/TRIP\$ST\$Beh
stVal	Integer (4[4])	0
q	BitString (4[-13])	(Good)
t	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0b)01.01.1970 00:00:00,000000

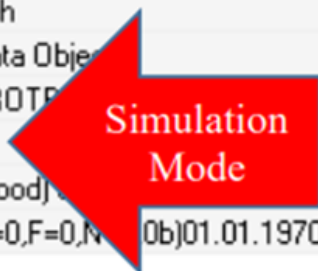


Figura 11 – Dinamização do bit do modo de simulação

2.6 Registros de Eventos após a entrada em operação

Desde o comissionamento, concluído em março de 2023, não há registros de atuação do sistema de proteção de barras e não houve atuações indevidas. Os dados coletados desde o início da implementação consistem nos registros diários dos eventos ocorridos. Serão apresentados os registros das faltas passantes e das falhas SV e GOOSE.

Uma falha *Sample Values* pode ocorrer devido a variação no tempo de chegada das mensagens, denominado como *jitter*; problemas na troca de mensagens, swap; ou problemas de supressão de mensagens, *supress*. Uma falha GOOSE pode ocorrer quando a entrega das mensagens não é feita da forma correta, seja por atrasos na comunicação, perdas de mensagens ou problemas de rede. Na figura 12, está a contagem por mês dos eventos de faltas passantes nos alimentadores. A figura 13 mostra a quantidade de Falha *Sample Values* atuadas em todos os equipamentos do vão. Assim como a figura 14, que mostra as Falhas GOOSE.

Contagem de Falhas passantes por Ano, Mês e Vão - Fornecedor

Vão - Fornecedor ● AL-01 (Vendor 3) ● AL-02 (Vendor 1) ● AL-03 (Vendor 2) ● AL-04 (Vendor 4)

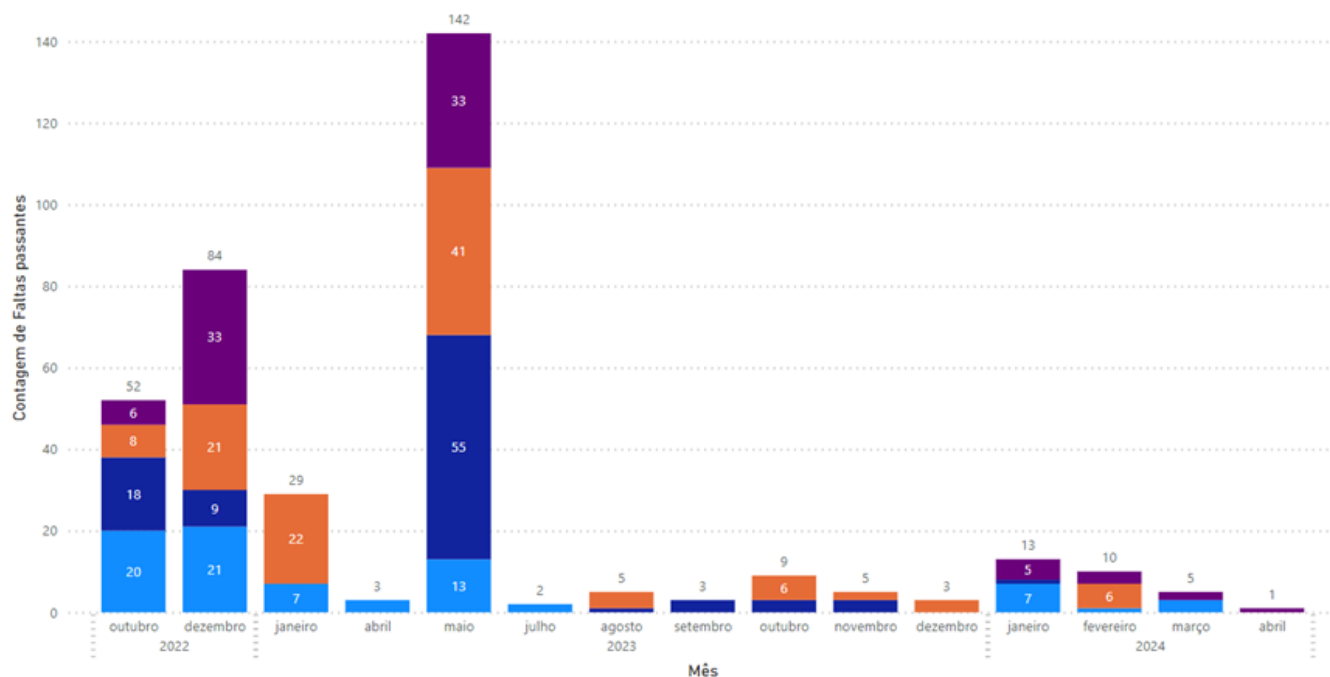


Figura 12 – Quantidade de Falhas passantes por mês

Contagem de Falha Sampled Values por Ano, Mês e Vão - Vendedor

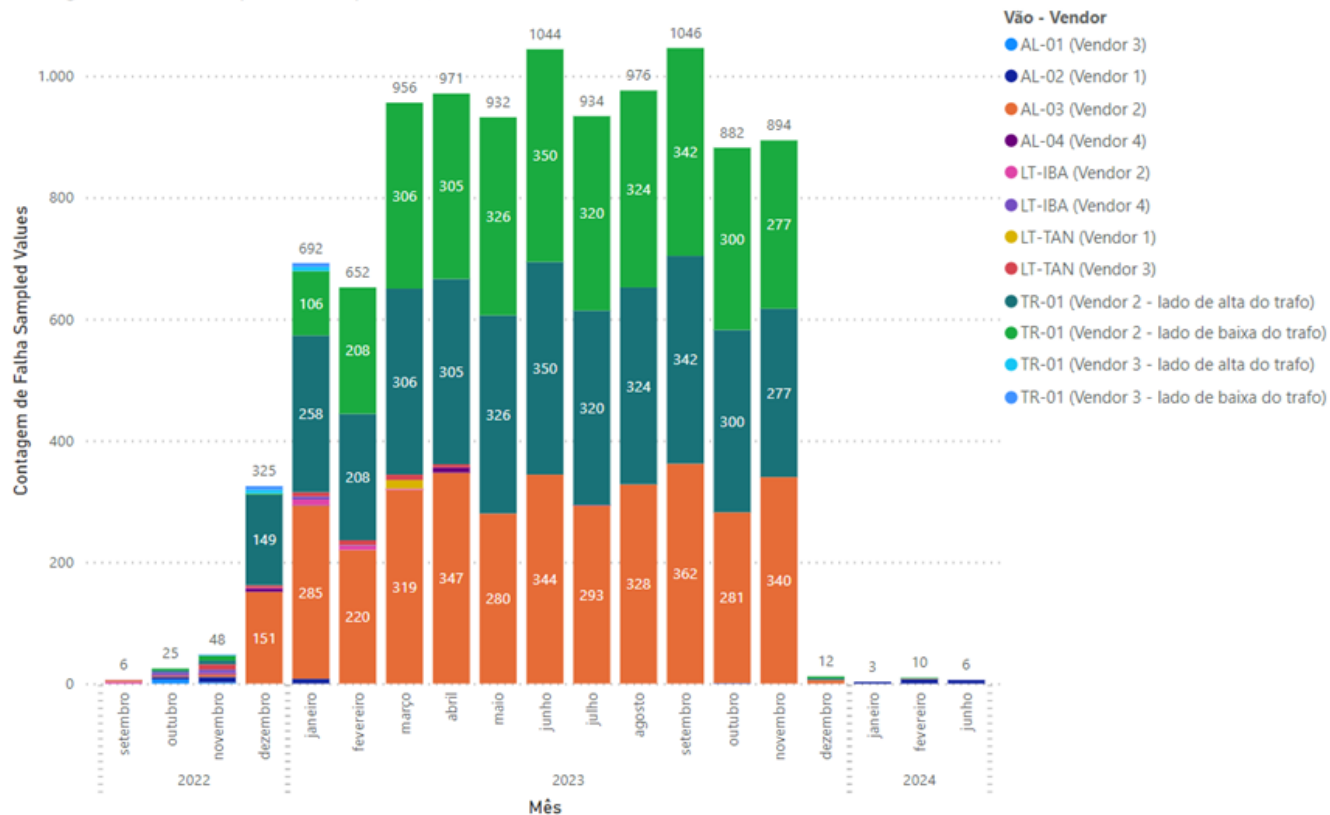


Figura 13 – Quantidade de Falhas Sample Values por mês

Contagem de Falha GOOSE por Ano, Mês e Vão - Vendor

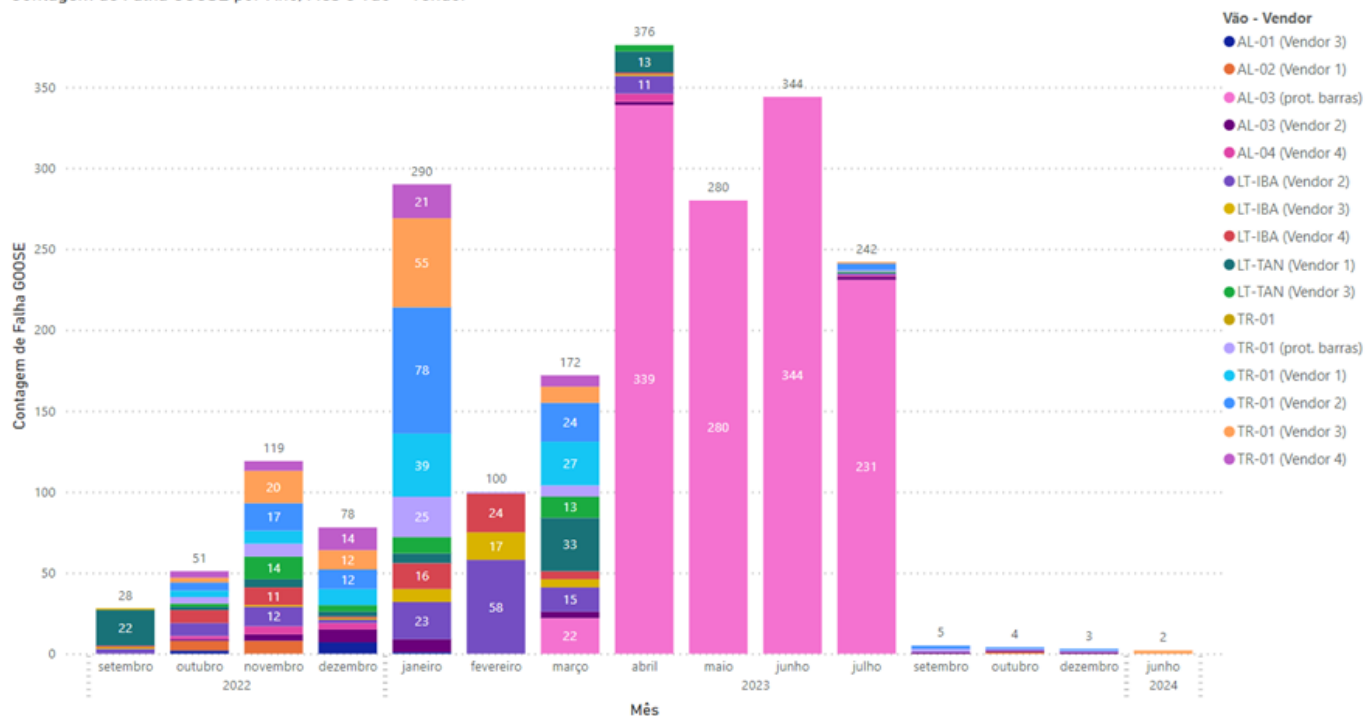


Figura 14 – Quantidade de Falhas GOOSE por mês

Na análise dos gráficos, destacamos:

- Alta de Faltas Passantes em abril:

Em abril de 2023, observou-se uma alta de faltas passantes em comparação com os outros meses do ano. Essa alta foi verificada em todos os fornecedores, indicando que a quantidade de faltas estava bem distribuída entre eles. Isso sugere que o aumento das faltas passantes não foi devido a problemas específicos com os equipamentos de um fornecedor em particular, mas sim a fatores externos que afetaram a rede como um todo.

- Falhas SV em 2023:

Durante o ano de 2023, houve uma alta quantidade de falhas SV publicadas pela MU do Vendor 2. Após a atualização do firmware realizada por esse fornecedor, observou-se uma queda significativa no número de falhas em dezembro. Isso indica que o problema estava relacionado ao software e que a atualização foi eficaz na mitigação das falhas.

- Falhas GOOSE entre abril e julho:

Nos meses de abril, maio, junho e julho, houve uma quantidade anormal de falhas GOOSE publicadas pelo servidor de proteção de barras. A resolução desse problema foi alcançada através da atualização do firmware do concentrador, o que sugere que as falhas estavam relacionadas a problemas de software que foram corrigidos com a atualização.

Esses dados ajudaram a direcionar ações corretivas e preventivas, como revisões de processos, manutenção de equipamentos e atualizações de software, para melhorar a confiabilidade e desempenho dos sistemas. Além de auxiliar na avaliação do desempenho dos equipamentos de cada fornecedor, permitindo uma melhor gestão dos contratos e a escolha de fornecedores mais confiáveis no futuro.

2.7 CIGRE Paris Session 2024:

Em agosto de 2024, parte dos dados do projeto foram apresentados na Sessão Bienal do CIGRE, em Paris. Durante o evento houve a possibilidade de troca de conhecimento com especialistas do setor, colaborando para encontrar melhores práticas e explorar possibilidades de inovação e evolução das subestações digitais.

3. Conclusão

Conclui-se que a solução SAS totalmente digital, integrada conforme o padrão IEC 61850, com base na experiência adquirida no design, desenvolvimento, implementação, comissionamento e aprovação do sistema para uma subestação de distribuição de energia elétrica, é viável e pode agregar diversos recursos interessantes para as concessionárias nas rotinas de operação e manutenção da rede elétrica.

Com relação à integração de IEDs e MUs de diferentes fornecedores em uma mesma rede foi comprovado que é possível e para isso é necessário que haja interoperabilidade de comunicação entre eles, como previsto no regulamento. Porém, a falta de padronização nas ferramentas dos fabricantes para a troca de arquivos de configuração torna o processo de engenharia, configuração e manutenção de subestações digitais mais difícil e sujeito a erros, principalmente devido à necessidade de edições manuais nos arquivos.

Os modos de operação apresentados, teste e simulação, funcionam perfeitamente. Apesar de sua eficácia esses modos requerem supervisão regular das equipes de manutenção. Essas funcionalidades estão revolucionando a forma como os sistemas de proteção são testados, pois possibilita a automatização do processo de testes, introduzindo um novo nível de eficiência e confiabilidade com foco na padronização e repetibilidade do procedimento, com consequentes ganhos de qualidade e redução de tempo.

Por fim, o monitoramento das mensagens SV e GOOSE, alertando quando há falhas ou indisponibilidade aumenta significativamente a confiabilidade do sistema, permitindo uma resposta mais rápida e eficaz, prevenindo problemas maiores. Esse é um ganho do projeto, visto que em circuitos de controle e comando tradicionais isso não é possível de ser implementado e a detecção de falhas geralmente ocorre apenas após um evento, como um mau contato.

4. Referências bibliográficas

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC). Communication Networks and System for Utility Automation—Part 1: Introduction and Overview, 2nd ed.; IEC 61850-1; IEC: Geneva, Switzerland, 2012.
- [2] CPFL Group's Ten-Year Automation and Telecommunications Plan (PAT) 2005/2014; Internal Edition, 2004;
- [3] O.A.T. Rosero, R.J.S. Isaza, G.D.Z. Madrigal, J. C. Olaya, "Relevant Aspects for Interoperability in Electrical Substations under Implementation of Process Bus IEC 61850-9-2 with Multi-Vendor Devices", Proceedings FISE-IEEE/CIGRE Conference – Living the Energy Transition, FISE-IEEE 2019, pp
- [4] R. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and Benefits", Proceedings Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES, 2124 May 2006, pp1-8 (Mackiewicz, 2006, p. 1-8)