

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

APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA PROCESS BUS EM SUBESTAÇÕES DIGITAIS DO GRUPO CPFL

WAGNER SEIZO HOKAMA(1); OSVALDO FORONI JUNIOR; JOHN WELLINGTON DA SILVA BRANDÃO
CPFL PAULISTA(1)

RESUMO

Visando a automatização e modernização da rede para aumentar a confiabilidade e a qualidade do serviço, a CPFL implementou seu primeiro sistema de proteção e controle FULL DIGITAL, em conformidade com a norma internacional IEC 61850 aplicável no barramento da estação e do processo. O sistema instalado é composto de Merging Units (MU) instalados em campo que fazem a digitalização do sinal e publicam os Sample Value e recebem mensagens GOOSE no barramento do processo, interagindo com os relés de proteção. Neste informe técnico apresentaremos o projeto, análise dos resultados dos testes e dos eventos da fase de homologação.

PALAVRAS-CHAVE

Process bus, IEC61850, Sample Values, GOOSE, Merging Unit

1.0 INTRODUÇÃO

A CPFL tem como estratégia corporativa o desafio de se tornar uma empresa ainda mais DIGITAL, por meio de investimentos em sua rede, nas operações e na experiência do cliente, buscando sempre a excelência operacional, sem renunciar à preservação diária da saúde e segurança dos colaboradores [1]. Esse projeto foi desenvolvido em uma Subestação típica do grupo CPFL, composta por duas entradas de linha em 138 kV, um transformador de 26,6 MVA com tensão 138/11,9 kV e um barramento com 5 alimentadores em 11,9 kV, vide Figura 1.

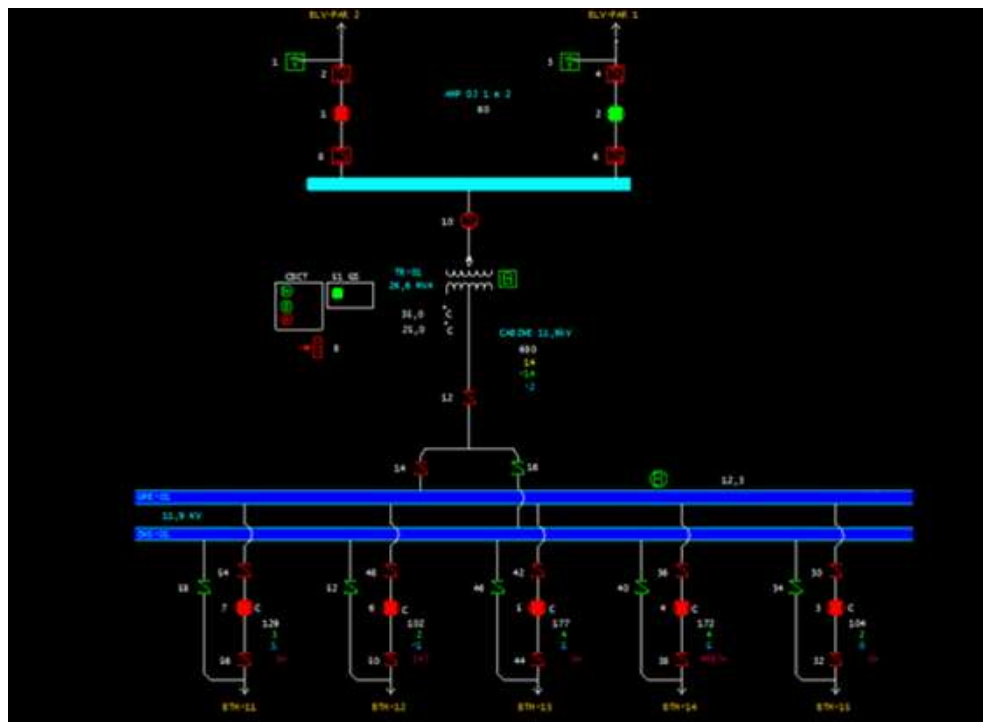


Figura 1 - Unifilar de uma subestação típica do Grupo CPFL

Nessa subestação existia um sistema de proteção e controle já obsoleto e depreciado, motivo pelo qual foi escolhida para passar por essa modernização. Nesse contexto foi possível maximizar o retorno do investimento e, ao mesmo tempo, minimizar as despesas com a manutenção de um sistema obsoleto.

Nesse projeto a CPFL optou por utilizar a tecnologia do Process Bus aquisitando dados analógicos e digitais do campo, através de (Merging Units e IO Box) trocando dados com relés de proteção que ficavam na sala de proteção e controle. Sendo assim as proteções dos trechos das linhas e transformadores ficaram sendo protegidos utilizando a tecnologia do Process Bus, em conformidade com a norma internacional IEC 61850 aplicável no barramento da estação e do processo [2].

2.0 DESENVOLVIMENTO

A seguir iremos descrever como foi feito o desenvolvimento do projeto, iniciando pela descrição dos equipamentos primários existentes da subestação e como estes equipamentos foram conectados no novo sistema de proteção e controle. Na sequência iremos apresentar o sistema de proteção e controle e o resultado dos testes em fábrica e em campo executado por um método que apenas é possível em redes 61850 Full Digital. Por fim, iremos apresentar a análise de uma ocorrência que aconteceu ainda no período de homologação do sistema.

2.1 Descrição dos equipamentos primários existentes na subestação

A Subestação de Bethânia possui duas entradas de linha onde não existem TPs e TCs, assim apenas aquisitamos dados digitais para supervisão e controle.

O transformador possui TCs tanto de bucha como de pedestal do lado da alta e da baixa tensão. Esses TCs são utilizados para proteção e controle do bay. Também são aquisitados todos os pontos de supervisão e controle digitais do transformador.

No barramento de 11,9 kV existem 5 alimentadores em cinco cubículos distintos contendo em cada um deles seus próprios TCs, TPs e proteções.

2.2 Descrição do novo sistema de proteção e controle

O novo sistema de proteção e controle é composto de relés de proteção e controle digitais “tradicionais”, ou seja, com a conexão de medições, sinalizações e comando diretamente no IED, nos bays dos alimentadores e de relés de proteção digitais “modernos” onde temos conexão via barramento de processo com as Merging Units que foram instalados em campo [3] e [4]. Para melhor entendimento do arranjo do sistema, segue a arquitetura do sistema na Figura 2.

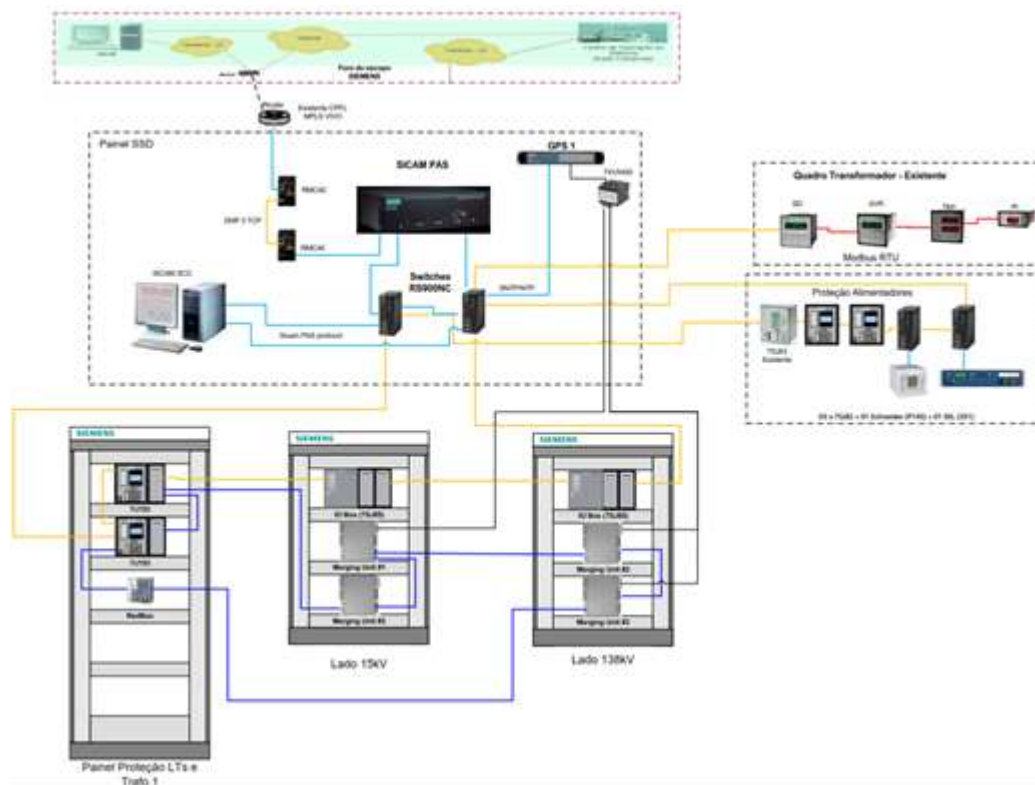


Figura 2 - Arquitetura do Sistema

Como podemos verificar, o barramento de processo está montado na configuração de rede em anel, destacado na cor azul, onde temos as merging units do lado de alta e baixa do transformador, dois relés multifunção para proteção e controle do transformador e dos disjuntores de entrada de linha e, ainda neste barramento, um redbox para conexão de um PC para monitoramento e manutenção dos equipamentos desse barramento. As Merging Units aquisitam as correntes e tensões dos TCs e TPs respectivamente e enviam para os relés de proteção utilizando o Sample Values. O Sample Values são os sinais analógicos digitalizados pelas Merging Units transformados em pacotes de dados que são normalizados pela norma IEC61850 9-2. Essa comunicação é unidirecional. Já os sinais digitais são trocados entre as Merging Units e os relés de proteção utilizando o GOOSE também definido pela norma IEC61850. Esses sinais digitais são principalmente sinais de comando e trip dos relés para o disjuntor. O protocolo de redundância de rede utilizado no barramento de processos foi o HSR, esse protocolo permite que a rede se recomponha automaticamente em caso de falha sem tempo de recomposição.

O barramento da estação também está montado em anel, onde temos um anel para os relés dos alimentadores que estão montados em campo no mesmo painel do equipamento primário e um segundo anel para os relés de proteção e controle do transformador e das entradas de linha que estão montados na sala de comando. Nessa rede os equipamentos podem trocar GOOSE entre si e enviar dados para o sistema supervisor. Foi utilizado o protocolo de redundância de rede conhecido como RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol), esse protocolo permite que a rede se recomponha automaticamente em caso de falha em alguns poucos milissegundos. Da mesma forma, os alimentadores também trocavam dados entre relés e sistema supervisor utilizando o barramento de estação.

Completando a arquitetura temos ainda um PC industrial fazendo a função CTR (controlador/gateway) responsável pela aquisição de dados em protocolo MMS e distribuição de dados para o centro de operação da CPFL em protocolo DNP/IP e para o SOL (Operação Local), um PC industrial fazendo a função SOL (Operação Local) que adquire os dados do CTR em protocolo IEC 104 e um IED do transformador para a aquisição dos dados e controle. Todos esses equipamentos estão interligados por meio de dois Switchs gerenciáveis de nível dois. A interligação feita entre o CTR e o switch da rede operativa é feito através de conversores eletro-ópticos visando a isolamento elétrica entre os sistemas de automação e de telecomunicações.

A sincronização de tempo dos equipamentos foi feita por um GPS de forma não redundante. Foi utilizado o PPS (pulso por segundo) para sincronizar os equipamentos do barramento de processos. Esse tipo de protocolo é exigido pela necessidade de precisão do sistema, não podendo ser utilizados meios de sincronismo com precisão maior que 1 ms. O barramento de estação utilizou o mesmo GPS, porém utilizando o protocolo NTP. Esse protocolo tem uma precisão inferior ao PPS, porém atende plenamente as necessidades de sincronismo do barramento de estação.

2.3 Resultado dos testes em fábrica e em campo

Nos testes em fábrica e em campo foram adicionados, além dos ensaios de rotina, ensaios no barramento de processo em que surgiu muitas dúvidas inerentes a problemas de uma rede de dados como teste de perda de pacotes de dados, teste de recomposição da rede após falha de algum de seus componentes, teste de latência da rede devido ao grande volume de dados imposto pelos sample values (SV) e outras preocupações decorrentes dessa nova arquitetura.

Utilizamos uma ferramenta chamada NetworkView certificando que o barramento de processos estava com a de comunicação totalmente isolada, evitando perdas de pacote por qualquer erro de montagem dentro da sua arquitetura planejada.

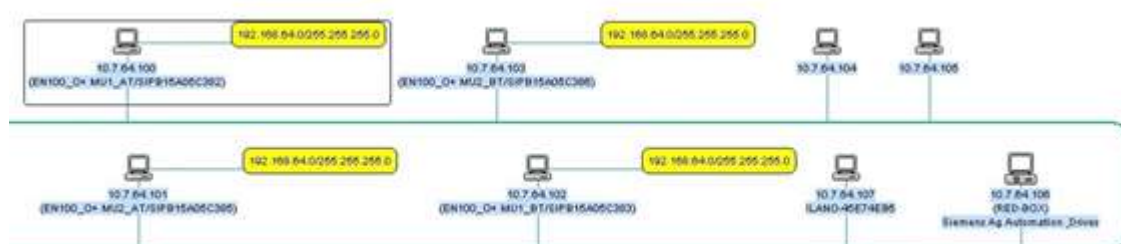


Figura 3 - Visualização dos equipamentos do barramento de processos

O gráfico da Figura 4 mostra como deve se comportar a rede de comunicação de um barramento de processos estabilizado sem nenhuma perda de pacote de forma constante. Como pode ser visto, os Sample Values tornam os pacotes de dados muito maiores nesse tipo de rede se comparado a uma rede convencional de estação com 19 Mbps no caso da SE de Bethânia que possui 4 Merging Unit publicando os SV, dando uma média de 5 Mbps para cada MU.

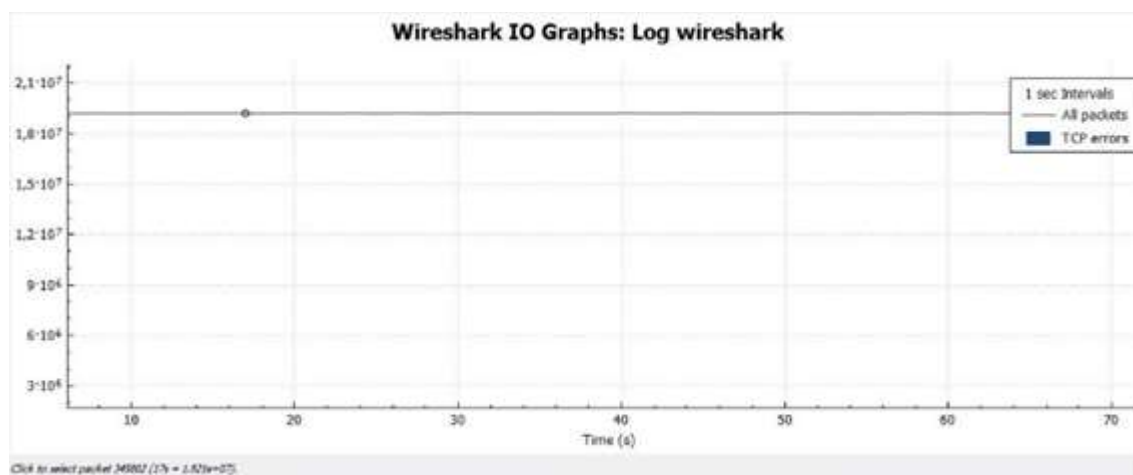


Figura 4 - Comportamento da rede no barramento de processos

A SE de Bethânia possui proteção de diferencial do transformador (87T), tornando importante a análise do comportamento dessa função empregado ao barramento de processos, pois o relé compara valores adquiridos de duas Merging Units diferentes, e por esse motivo, obrigatoriamente devem ser sincronizadas via PPS.

Outro ponto importante analisado da função 87T dentro do barramento de processos foi seu comportamento mediante a falha do GPS ocasionando a perda de sincronismo dos Sample Values nas Merging Units. Os relés automaticamente bloqueiam a função diferencial para impedir que ocorra qualquer tipo de trip indevido, já que sua referência para efetuar o cálculo de diferencial não é mais uma informação confiável pela falta de sincronismo. O mesmo comportamento é adotado caso uma das Merging Units que são referência para o diferencial venha a falhar. Todavia vale destacar que o relé mantém suas funções de sobrecorrente funcionando uma vez que elas não dependem de nenhum tipo de sincronismo, fazendo com que o transformador não fique desprotegido numa possível perda de GPS.

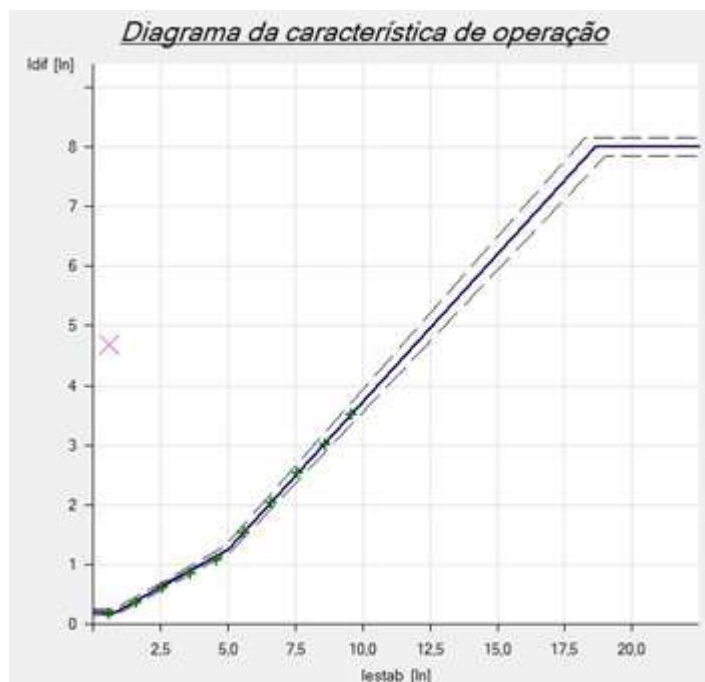


Figura 5 - Levantamento da curva da função diferencial

Durante os testes em campo foi utilizado o modo de simulação e teste previsto na norma. A norma IEC 61850 define os recursos do modo de teste de um IED, assim fornecendo o uso do "Test Mode" e "Simulation Mode" para testes e manutenções em subestações digitais [2].

Cada Logical Node é acompanhado por um atributo de qualidade. Os treze bits do atributo de qualidade fornecem informações de qualidade associadas a esses dados. Cada "pedaço" desse atributo representa um problema de qualidade se algum dos bits for alto e isso denota um problema com a mensagem. Nem todos os problemas de qualidade são necessariamente ruins, na verdade o décimo segundo bit denota se os dados estão em modo de teste por exemplo.

Bit(s)	IEC 61850-7-3		Bit-String	
	Attribute name	Attribute value	Value	Default
0-1	Validity	Good	0 0	0 0
		Invalid	0 1	
		Reserved	1 0	
		Questionable	1 1	
2	Overflow		TRUE	FALSE
3	OutOfRange		TRUE	FALSE
4	BadReference		TRUE	FALSE
5	Oscillatory		TRUE	FALSE
6	Failure		TRUE	FALSE
7	OldData		TRUE	FALSE
8	Inconsistent		TRUE	FALSE
9	Inaccurate		TRUE	FALSE
10	Source	Process	0	0
		Substituted	1	
11	Test		TRUE	FALSE
12	OperatorBlocked		TRUE	FALSE

Figura 6 - Tabela de qualidade previsto em norma

O Test Mode permite que os usuários testem as funções de proteção ou dispositivos sem interromper todo o esquema de proteção. Essencialmente, o Test Mode e Simulation Mode substituem as chaves de teste para isolar e testar um IED para uma subestação digital. Todo o IED ou apenas um Logical Node deste IED

pode ser colocado em modo de teste usando mensagens MMS através de um software cliente-servidor ou através do próprio dispositivo.

O modo de simulação é outro recurso de teste presente na norma IEC 61850 que permite a simulação de dados de equipamentos como Sample Values ou entradas de Logicas Nodes. Quando um IED está em modo de simulação é permitido assinar mensagens com bit de simulação = TRUE publicado por um equipamento de teste, por exemplo. O modo de simulação se aplica a Mensagens GOOSE e SAMPLE VALUES. O modo de simulação substitui essencialmente a injeção de valores analógicos e sinais de entrada em um dispositivo para manutenção e testes convencionais. Uma nota para destacar é, modo de simulação e modo de teste são funções independentes.

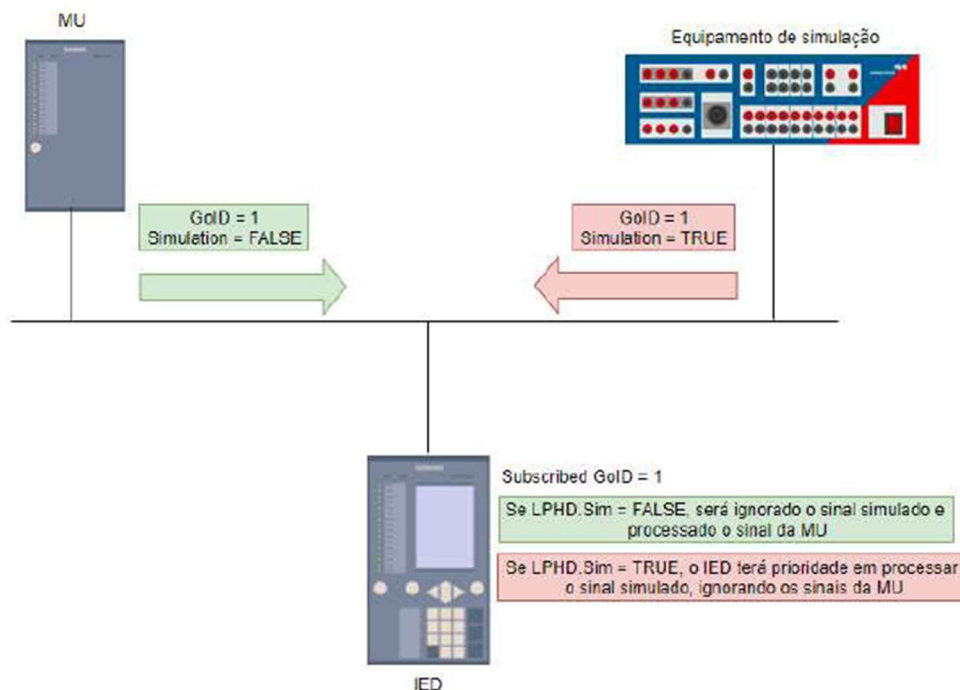


Figura 7 - Esquema de assinatura de mensagens simuladas ou não

Atenção, se o usuário estiver testando um IED em serviço e coloca o dispositivo em modo de simulação, mas não em Test Mode, quaisquer outros dispositivos que normalmente assinam os dados irão responder, ocasionando uma operação incorreta.

2.4 Análise de ocorrência em período de homologação

Ocorreram duas ocorrências durante o período de homologação da nova tecnologia por falha na medição da magnitude de corrente de uma das MUs do transformador, incorrendo na atuação indevida da função diferencial. O problema foi solucionado com a ativação da função "SUP ADC I SUM", onde o mesmo evita atuações indevidas por medições espúrias e momentâneas.

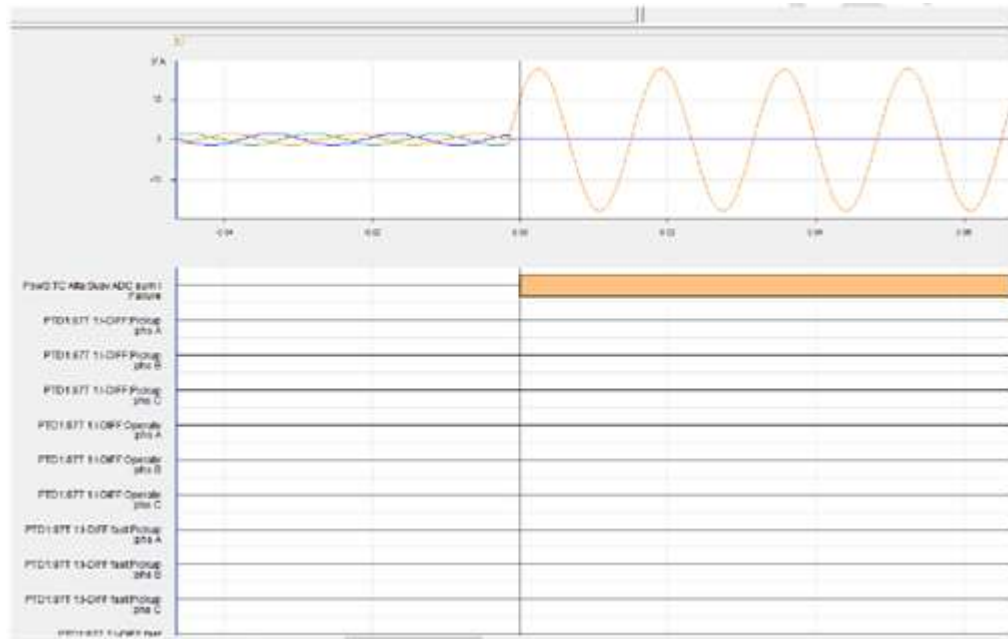


Figura 8 - Testes após a ativação da função "SUP ADC I SUM"

3.0 CONCLUSÕES

Com a implantação do Process Bus possibilita verificar algumas vantagens com relação ao sistema convencional que era utilizado anteriormente, como segue:

- Redução do tempo de testes do sistema em campo (TAC);
- Redução de até 70% no custo de cabos entre pátio e sala de proteção e controle;
- Redução do tempo de conexão de cabeamento de cobre em campo;
- Mitigação dos furtos em subestações de cabos de cobre;
- Simplificação dos diagramas funcionais elétricos;
- Maior segurança operacional, pois o secundário dos TCs e TPs não são enviados a sala de proteção e controle, esses sinais são digitalizados em campo;
- Redução na parte civil das canaletas de cabos (Canaleta 70% menor somente para passagem de fibra óptica e alguns cabos para alimentação);
- Redução na parte civil relativo a casa de proteção e controle que pode ser bem menor que a convencional;

Todavia a nova tecnologia traz também alguns desafios, conforme listados abaixo:

- Equipamentos utilizados na digitalização ainda possuem preço elevado em relação aos equipamentos convencionais. Além disso, alguns componentes são utilizados apenas nestas aplicações modernas, como as Merging Units;
- Dificuldade de se conseguir mão de obra especializada para implementação de novas tecnologias;
- Falta de regulamentação do setor para utilização de Process Bus em subestações [5];
- Necessidade de investimento em treinamento do pessoal que ficará encarregado da operação e manutenção do sistema;
- Necessidade de novos equipamentos que não eram usados em subestações convencionais (por exemplos conectores de fibra óptica, medidores de atenuação, varredores de rede, etc.);
- Necessidade de sincronismo no barramento de processos, principalmente em relés diferenciais com medições em MUs diferentes;
- Necessidade de capacidade mínima de rede, visando evitar a saturação da rede e, conseqüentemente, perda de pacotes e sincronismo;
- Implementação de novos alarmes para o monitoramento do barramento de processos, como por exemplo a perda de mensagens GOOSE e Sample Values.

Com relação a mão de obra, considerando que estamos tratando de uma tecnologia ainda inovadora no Brasil, existe ainda uma curva de aprendizado das equipes de campo para responder as análises de ocorrências que vierem acontecer, assim como foi a implementação dos primeiros relés digitais a alguns anos atrás. Como foi feito no passado, essa dificuldade pode e deve ser resolvida aplicando treinamento no pessoal envolvido no processo, o que deve ser definido como pré-requisito para futuras implantações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Visão, missão e valores da CPFL, consulta disponível em www.cpfl.com.br, pesquisa realizada em 16/08/2021
- [2] IEC-61850 – Todos os capítulos
- [3] Manuais relés Siprotec 5 Siemens
- [4] Manuais Merging Unit Siemens
- [5] REQUISITOS MÍNIMOS PARA OS SISTEMAS DE PROTEÇÃO E DE TELECOMUNICAÇÕES - Submódulo 2.6 do procedimento de rede do O.N.S, última revisão

DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheiro de Automação Sênior da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e professor do Centro Estadual de Educação Tecnológica Paula Souza (CEETPS). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração, Transmissão e Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Smart Grid, com ênfase em Smart Substation (IEC 61850) e Distribution Automation (Self-Healing). Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade São Francisco (2000), Especialização em Gestão de Projetos pela Fundação Dom Cabral (2015) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Unicamp (2021).

(2) OSVALDO FORONI JUNIOR Osvaldo Foroni Junior. Nascimento: 12/12/1979 Cidade: Indaiatuba – SP Formação Acadêmica: Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI / 2004) Experiência Profissional: Trabalhou na ABB de junho de 2006 a trabalhou até dezembro de 2007 com proteção e controle de sistemas elétricos, principalmente subestações de transmissão de energia. Ingressou na Siemens em janeiro de 2008 trabalhando com proteção e controle de sistemas elétricos em transmissão, geração e distribuição. Foi responsável pelo primeiro sistema utilizando process bus da Siemens no Brasil. Se tornou especialista de engenharia na Siemens em 2016 cargo que ocupa até os dias atuais.

(3) JOHN WELLINGTON DA SILVA BRANDÃO Trabalhando na Siemens EM DG atuando em projetos de proteção e controle. Experiência de início de carreira com montagem e testes elétricos de painéis, trazendo conhecimento da elaboração do projeto em todas as suas fases, da manufatura dos painéis ao desenvolvimento dos sistemas de automação. Eng. Proteção e Controle• Desenvolvimento e realização de treinamentos internos e externos para capacitação de clientes e funcionários; Realizando comissionamento dos projetos de proteção e controle e participação na energização dos mesmos; Desenvolvimento e configuração de sistemas para proteção e controle de subestações dos mais diversos arranjos e classes de tensão;