



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPC/08
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - V

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

EXPERIÊNCIAS DA IMPLEMENTAÇÃO E COMISSIONAMENTO DE UM ESQUEMA DE PROTEÇÃO COM TC'S ÓPTICOS E BARRAMENTO DE PROCESSO IEC 61850-9-2 EM UMA LINHA DE 400 KV DA CFE MÉXICO

**Eugenio Carvalheira(*)
OMICRON**

**Carlos Meléndez Román
CFE, México**

RESUMO

Este trabalho apresenta algumas das experiências e lições aprendidas no comissionamento de um esquema de proteção em uma linha de transmissão de 400 kV na região sul do México. Este esquema de proteção foi parte de um projeto piloto que fez uso de transformadores de corrente ópticos (TCO) e barramentos de processo IEC 61850-9-2 com IEDs de proteção e controle. Essa foi a primeira vez que tal tecnologia foi usada em instalações da CFE (Comisión Federal de Electricidad) no México.

Este trabalho discute as motivações da CFE em desenvolver tal projeto piloto e descreve de forma breve o projeto. Os procedimentos de teste realizados e os resultados obtidos ao longo das três principais etapas de comissionamento do sistema são apresentados. Durante a primeira etapa do comissionamento, foi dado ênfase em validar o comportamento dos TCO através da verificação de seus sinais de saída quando da injeção primária de corrente. Na sua segunda etapa, foi realizada uma validação exhaustiva dos IEDs de proteção verificando a sua correta medição e interface com os TCO e uma correta atuação das lógicas e algoritmos de proteção. Em sua última etapa, o esquema completo foi validado através de um teste sincronizado via GPS entre as duas subestações extremas. O trabalho também mostra alguns dos desafios enfrentados ao longo do comissionamento, os problemas que ocorreram e as soluções encontradas para implementação e consequente validação do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador de Corrente Óptico, IEC 61850 Sampled Values, Barramento de Processo, Comissionamento

1.0 - INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos 10 anos ocorreram mais de 200 falhas em transformadores de corrente (TCs) convencionais no sistema de transmissão elétrico do México. Transformadores de corrente com isolamento óleo-papel explodiram devido ao alto nível de umidade presente no isolamento sólido causado pela perda de hermeticidade do isolamento do TC. Outros sete mil TCs com idade superior a 15 anos instalados e em uso em subestações da CFE podem apresentar o mesmo problema de umidade. Como opção para reduzir tais falhas pode-se citar, além de outras, a utilização de transformadores com sensores ópticos. Um dos maiores desafios na utilização dessa tecnologia de sensores ópticos era a interface com o sistema de proteção e a capacidade do transformador de medida de fornecer os dados de medida para os equipamentos secundários. O uso da interface digital normatizada IEC 61850-9-2 como saída do transformador de medida é uma solução para superar esse desafio.



Figura 1 – Explosões de Transformadores de Corrente na CFE

Como consequência, a concessionária de transmissão no México, a CFE (Comisión Federal de Electricidad) decidiu investigar e avaliar a utilização desta nova tecnologia – transformadores de medida com saída IEC 61850 Sampled Values. Como resultado desta investigação o instituto mexicano de pesquisas elétricas (Instituto de Investigaciones Eléctricas - IIE) foi designado pela CFE para idealizar e desenvolver um projeto piloto com envolvimento de diferentes fabricantes. O projeto contou com a participação de diversos fabricantes de Transformadores de Corrente Ópticos (TCO), IEDs de proteção e equipamentos de teste proporcionando um esforço coordenado de desenvolvimento. O escopo do projeto foi o de avaliar o desempenho de TCs ópticos e de projetar, instalar, comissionar e avaliar um esquema de proteção de uma linha de transmissão baseado em mensagens de comunicação Sampled Values e GOOSE.

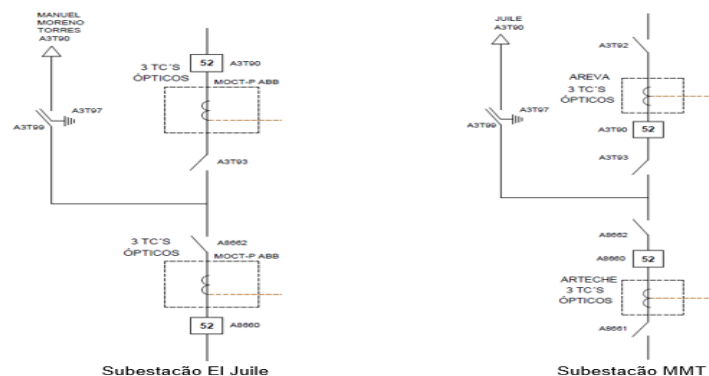
Outras vantagens desta nova tecnologia que também motivaram a CFE a iniciar este projeto piloto foram, além de outras:

- Eliminação do risco de explosões
- Eliminação de problemas de saturação e distorção do sinal secundário
- Aumento da precisão de medição
- Economia de cobre
- Redução de problemas de erros de fiação
- Não ocorrência do efeito de ferro-ressonância

2.0 - DESCRIÇÃO DO PROJETO

O projeto selecionado foi o de um esquema de proteção de uma linha de transmissão 400 kV de 243 km de comprimento. A linha de transmissão, identificada como A3T90, conecta as subestações de El Juile e Manuel Moreno Torres (abreviatura MMT), também conhecida como S.E. Chicoasen, no sudoeste do México.

Foi decidido que o esquema trabalharia em paralelo com o sistema convencional existente e que não iria enviar disparo para os disjuntores durante a sua fase de avaliação. Três diferentes arquiteturas de interface dos TC's Ópticos e IEDs de proteção foram implementadas e avaliadas como parte do projeto: uma interface análoga de tensão de baixo nível (200mV) e duas interfaces digitais utilizando uma rede de processo. Um dos barramentos de processo foi implementado de acordo com a IEC 61850-9-2LE (Light Edition) e um outro barramento designado de 9-2 CS e utilizado por um dos fabricantes. Quando da implementação do projeto, não existiam transformadores de potencial ópticos (TPO) comercialmente disponíveis, então as medidas de tensão foram obtidos dos TPs convencionais já existentes nas duas subestações. O esquema completo consiste de 12 TCO de 3 diferentes fabricantes, 8 Merging Units de 4 diferentes fabricantes e 11 IEDs de proteção de 4 fabricantes. Além disso, relógios GPS com interface IRIG-B e PPS, switches de rede e equipamentos digitais de oscilografia foram instalados como parte da arquitetura da rede de comunicação nas duas subestações.



Na subestação Manuel Moreno Torres (MMT), dois conjuntos trifásicos de transformadores de corrente ópticos foram instalados no arranjo de barras de disjuntor-e-meio da subestação. Os dois conjuntos de TCOs foram conectados via cabo de fibra óptica à Merging Units instaladas na sala de relés, responsáveis por produzir saídas IEC 61850-9-2 LE diretamente ao barramento de processo. As Merging Units também possuíam saídas analógicas para conexão aos medidores que não podiam operar com Sampled Values.



Figura 3 – Sensores ópticos dos TCs na subestação MMT

Como ilustrado na Figura 4, três redes de comunicação foram implementadas: uma rede de subestação para as mensagens GOOSE e duas redes de processo para circulação dos Sampled Values. Além da rede 9-2 LE, uma rede de processo adicional para a implementação 9-2 CS foi instalada por um dos fabricantes, a qual não requer uma sincronização por relógio externo. Para as tensões, uma Standalone Merging Unit (SAMU) independente foi instalada para medir sinais provenientes dos TP's convencionais e publicar os fluxos de Sampled Values 9-2 LE no barramento de processo.

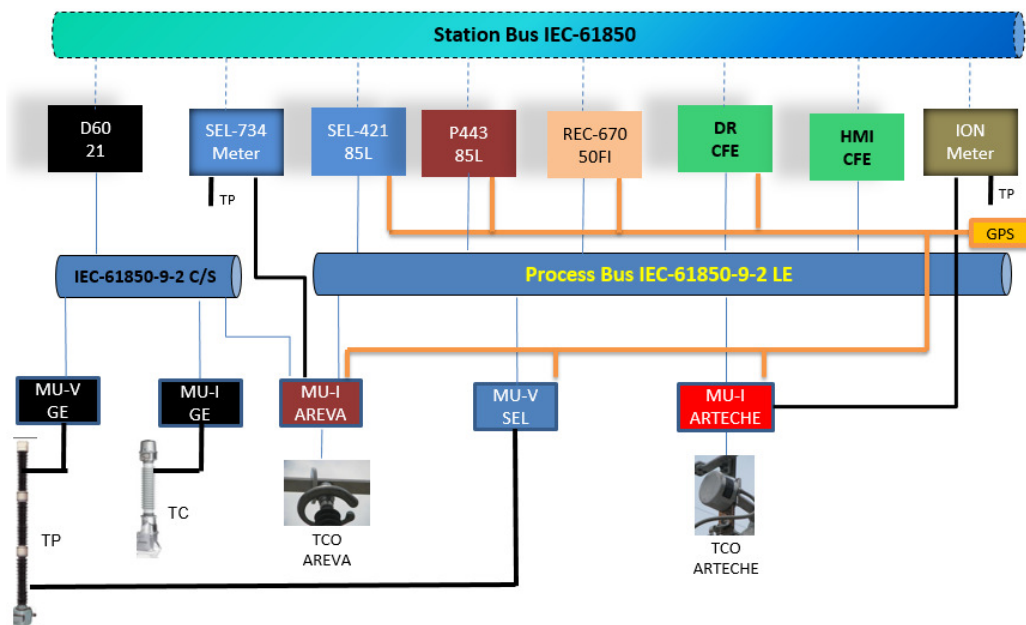


Figura 4 – Arquitetura da rede na subestação MMT

As funções de proteção implementadas no esquema incluem a comparação direcional (85L) como função principal, distância (21) e sobrecorrente direcional de neutro (67N) como funções de backup e a função de falha-disjuntor (50BF).



Figura 5 – Painéis com IEDs na Subestação MMT

Na subestação de El Juile, um esquema de proteção similar foi instalado. Dois conjuntos idênticos de TCs ópticos trifásicos foram instalados no arranjo de barras de disjuntor-e-meio. Entretanto, para essa subestação foi utilizada uma interface diferente para as saídas dos TCs ópticos. Foi projetado o uso de sinais de baixo nível (200 mV) do sistema de TCs ópticos, como pode ser visto na Figura 6. Standalone Merging Units (SAMU) foram usadas para medir esses sinais de baixo nível dos TCs ópticos, para medir tensão dos TPs convencionais e depois publicar os seus Sampled Values como fluxos 9-2 LE no barramento de processo. O uso de sinais de baixo nível permitiu a integração de relés existentes com entradas de baixo nível ao esquema de proteção.

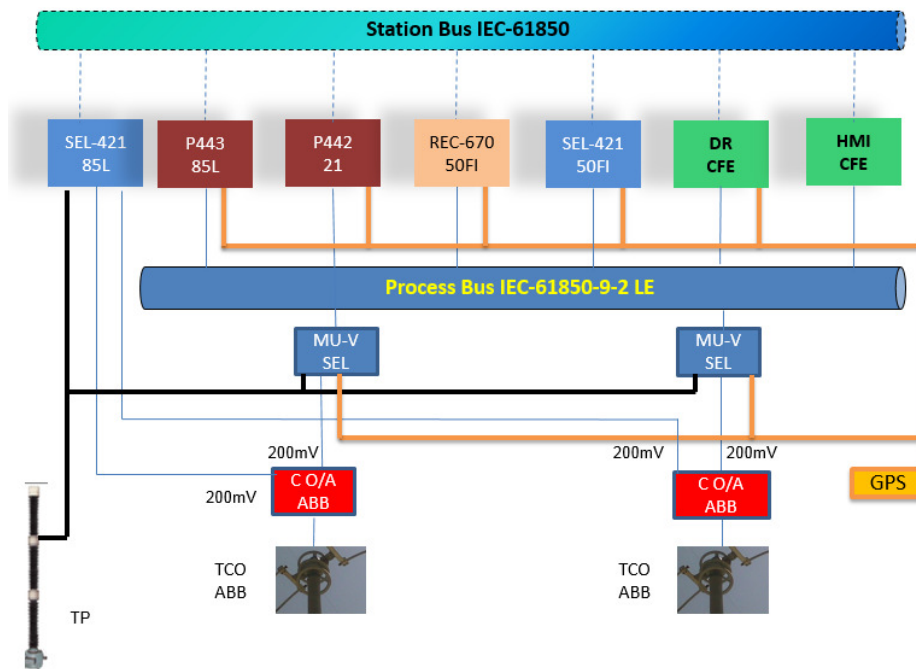


Figura 6 – Arquitetura da rede na subestação El Juile

3.0 - COMISSIONAMENTO

O comissionamento do esquema de proteção foi dividido em três etapas principais. Durante a primeira etapa do comissionamento, um teste de injeção primária foi realizado ao injetar corrente no primário dos TCs ópticos e avaliando as suas saídas. Isso foi feito após os TCs ópticos terem sido instalados na subestação. Na segunda etapa, o principal objetivo foi o de verificar o correto comportamento e parametrização dos IEDs de proteção. Foi

também verificado a correta medição dos Sampled Values e correta implementação das lógicas de proteção. Ao final, a correta operação de todo o esquema foi validada com um teste sincronizado de ponta-a-ponta (end-to-end). Algumas das experiências adquiridas durante o comissionamento são descritas nas seções seguintes deste trabalho.

3.1 Teste de Injeção Primária

Diversas injeções primárias foram realizadas em todos os TCs ópticos com correntes de até 2000 A e as saídas em Sampled Values proveniente das Merging Units foram medidas com ferramentas especiais de software.

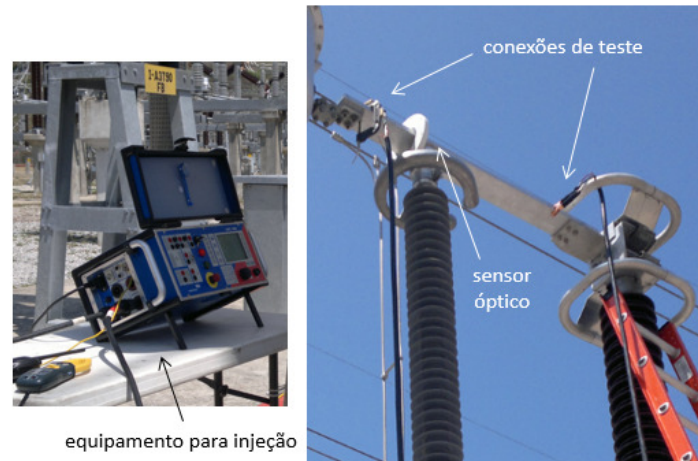


Figura 7 – Arranjo para o teste de injeção primária

Na primeira tentativa de medir os Sampled Values, ocorreram problemas com a subscrição por parte de um dos IEDs. Após investigar o problema, foi descoberto que o switch de rede estava limitando o tráfego em algumas das portas. Após a correta configuração de todas as portas do switch, o problema foi solucionado e o IED começou a receber todas as mensagens. Na subestação MMT, um conjunto de sensores não possuía indicação de polaridade e foram montados de forma incorreta. A forma mais fácil de corrigir o problema foi permitir que o fabricante invertesse a polaridade através de parametrização via software.

Outro problema foi detectado com a amostragem de sinais por parte das Merging Units. Leituras dos Sampled Values estavam indicando que apenas uma quantidade pequena de amostras estavam sendo enviados devido a um erro na configuração do relógio GPS. O pulso de tempo estava sendo enviado 100 vezes por segundo, desta forma permitindo o envio de apenas 48 amostras por segundo. Telegramas IRIG-B estavam sendo enviados ao invés de sinais PPS (pulso por segundo). Após a correção disto, uma correta sincronização foi estabelecida. Entretanto, os Sampled Values de um dos TCOs continuavam gerando erros ao enviar valores incorretos de contagem de amostras através do parâmetro smpCnt (e.g. 1 ao invés de 0 e 65535 ao invés de 4799).

Ao realizar uma injeção em série à uma fase de dois conjuntos de TCOs do arranjo de barras de disjuntor-e-meio, os resultados obtidos mostravam uma diferença de fase entre os dois conjuntos de TCOs de 2,7ms (58,32°), conforme pode ser visto na Figura 8. Um dos conjuntos de TCs ópticos também apresentou uma quantidade consideravelmente maior de ruído que o outro conjunto (sinal em azul na Figura 8).

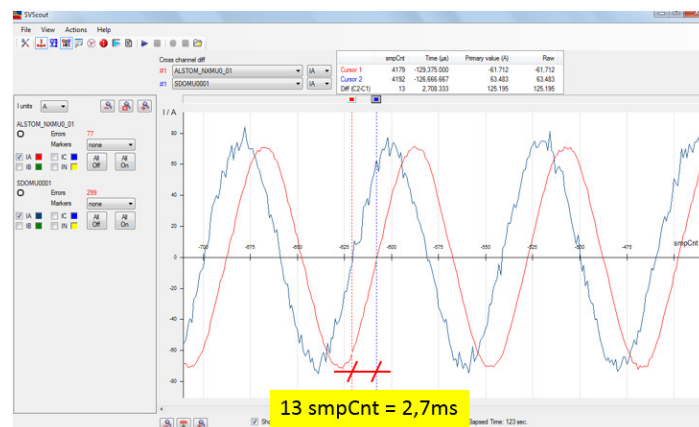


Figura 8 – Medições com o SVScout mostram uma diferença de fase entre os TCs ópticos

Como não havia uma referência absoluta de fase da injeção, não pôde ser determinado qual dos TCs ópticos estava introduzindo uma defasagem de fase ou se ambos estavam. Para investigar essa questão, testes adicionais foram programados para verificar as diferenças de fase encontradas entre os diferentes conjuntos com um teste de injeção secundária às Merging Units. Uma injeção secundária de correntes não era possível, já que esses sinais já eram digitais, então este teste pode apenas ser realizado com as unidades que também aceitavam sinais analógicos de tensão. Após algumas injeções, ficou evidente que nada poderia ser determinado caso a injeção não fosse feita sincronizada aos pulsos PPS. A mala de teste secundária foi sincronizada no tempo e injetou sinais analógicos de tensão aos dois conjuntos de Merging Units. Com esse teste e analisando os sinais de Sampled Values com uma ferramenta de software, pôde ser determinado que uma das unidades estava correta e a outra estava com defasagem de fase. O fabricante realizou modificações no firmware e tentou calibrar de novo o sensor óptico e os seus módulos aos sinais injetados. Após essa nova calibração, eles conseguiram reduzir a defasagem de fase à apenas 1/3 de uma amostra ou 0,07ms (1,5°), conforme mostra a Figura 9.

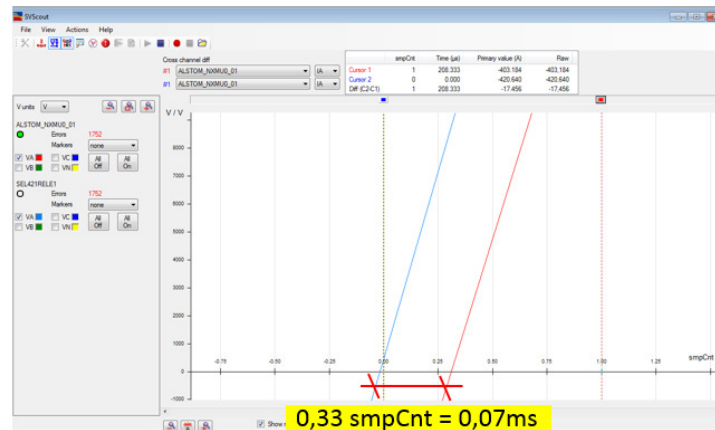


Figura 9 – Redução da defasagem de fase após a calibração do TC óptico

3.2 Teste de Proteção

Durante esta etapa, o objetivo foi avaliar os IEDs de proteção e equipamentos secundários. Foram feitos os mesmos testes que para um sistema convencional, como por exemplo a verificação dos tempos de disparo dos relés de proteção e as suas lógicas de proteção. Entretanto, alguns testes adicionais foram realizados especificamente relacionados a aplicações de barramento de processo 9-2. Estes testes mostraram ser de grande importância:

- Verificação de subscrição aos Sampled Values
- Transmissão e subscrição das mensagens GOOSE
- Comportamento dos IEDs quando os Sampled Values não estão sincronizados no tempo

O primeiro desafio encontrado nesta etapa foi o fato de três fluxos de Sampled Values serem utilizados para um simples vão da subestação: 2 fluxos dos TCs no arranjo de disjuntor-e-meio mais 1 fluxo da Merging Unit do TP convencional. Um dos fabricantes de IED teve que fazer um novo desenvolvimento e modificação de firmware para que o seu IED estivesse apto a subscrever aos três fluxos de Sampled Values de forma simultânea. Alguns dos testes requereram a injeção de todos os três fluxos de Sampled Values simultaneamente, o que pôde ser feito com a mala de teste utilizada e as rotinas de teste preparadas.

Para a subestação El Juile, alguns dos testes requereram a injeção simultânea de três tipos diferentes de sinais: sinais de baixo nível (200mV) às entradas das Merging Units, Sampled Values ao barramento de processo e tensões analógicas convencionais a alguns dos relés. Para a subestação MMT, como uma implementação 9-2 diferente da 9-2 LE foi utilizada por um dos fabricantes, esses sinais não puderam ser gerados, limitando o procedimento de teste.

Durante a realização de um dos testes, foi detectado que um dos IEDs não estava subscrevendo os Sampled Values publicados pela mala de teste. Após investigar, o problema foi atribuído ao fato da mala de teste não estar sincronizada a referência de tempo da subestação durante o teste. Em decorrência disto, foi identificado que os diversos IEDs tinham diferentes implementações e comportamentos diferentes na ocorrência desta situação. Esse problema levantou a discussão se o IED deve ou não checar se as mensagens de Sampled Values estão com estampa de sincronização de tempo. A discussão foi expandida e a dependência a sincronização de tempo foi verificada para cada aplicação e para cada função individual de proteção dentro de um IED. Isto foi de vital importância neste projeto, uma vez que as correntes de diferentes Merging Units, na configuração disjuntor-e-meio, tinham que ser somadas pelos relés, além das tensões também serem provenientes de uma Merging Unit diferente.

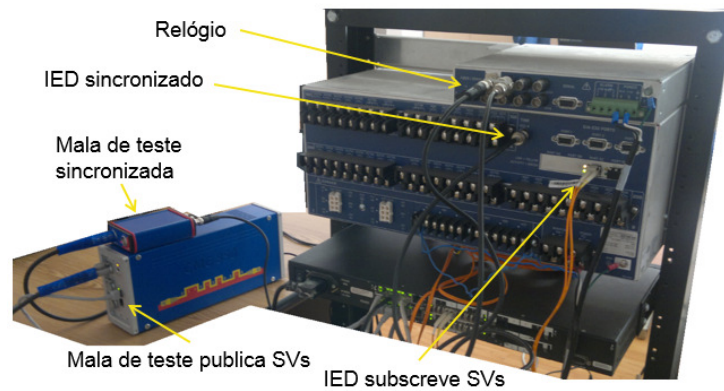


Figura 10 – Configuração de teste com sincronização de tempo

O teste foi então realizado com a mala de teste sincronizada ao mesmo relógio que os IEDs e o comportamento dos IEDs foi verificado sob diferentes condições. Foi observado que um dos IEDs não somente checava o parâmetro que indica o estado de sincronização da mensagem (parâmetro smpSynch) mas também requeria que a diferença de tempo entre a estampa de tempo da mensagem e o relógio interno do IED fosse menor que um certo limite pré-estabelecido pelo fabricante.

Teste do Esquema (End-to-End)

Após a instalação e configuração dos canais de telecomunicação entre as duas subestações para o esquema de comparação direcional, testes End-to-End foram realizados para a validação do sistema como um todo.

Para o teste End-to-End as seguintes condições de falta foram simuladas:

- Falta a 10 % da linha tipo AN e ABC
- Falta a 50 % da linha tipo AN e ABC
- Falta a 90 % da linha tipo AN e ABC
- Faltas externas (-10% e 110%) tipo AN e ABC

Para a subestação MMT, os testes foram realizados com a injeção direta dos Sampled Values 9-2 LE ao barramento de processo. Para a subestação de El Juile, foi decidido realizar o teste com a injeção dos sinais de baixo nível 200mV e tensões convencionais às entradas das Merging Units, conforme ilustrado na Figura 11.

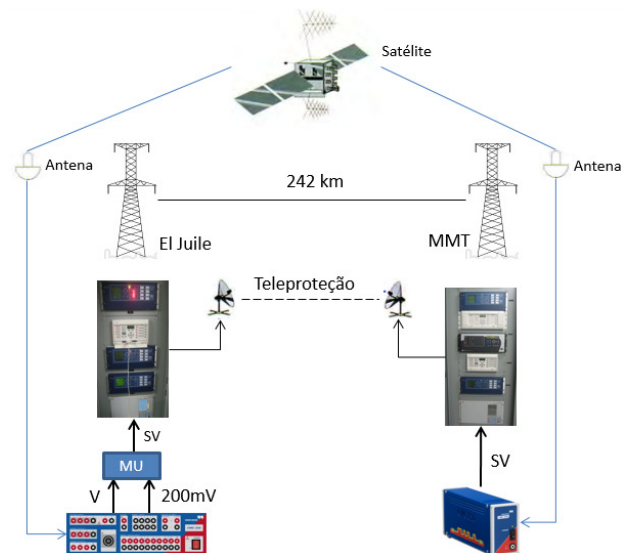


Figura 11 – Configuração para o teste End-to-End

Todas as faltas foram registradas pelos IEDs individuais e analisadas. Foi observado uma correta operação de todos os IEDs quanto aos tempos de disparo, registros de formas de onda de tensões e correntes e a transmissão e subscrição de mensagens GOOSE. Desta forma, o teste foi considerado bem sucedido.

4.0 - PROJETOS FUTUROS

Devido ao sucesso deste projeto, a CFE planeja outras atividades para proporcionar a utilização de novas tecnologias em instalações da CFE. A principal atividade planejada pela CFE no momento é o projeto e implementação de um esquema de proteção de um autotransformador 400/230 kV utilizando TCs ópticos, TP's ópticos e barramento de processo IEC 61850-9-2 LE. Como parte deste projeto, outros equipamentos de pátio como disjuntores e chaves seccionadoras serão integrados a rede de comunicação da subestação através do uso de IEDs, instalados no pátio, para a interface de I/O de processo. Isto também permitirá a transmissão dos sinais de disparo via mensagens GOOSE desde os IEDs de proteção até as unidades de interface do disjuntor.

Algumas das outras atividades planejadas são:

- Instalação de TP's ópticos ao projeto descrito neste trabalho, já que agora encontram-se disponíveis comercialmente
- O uso de medidores de energia com interface IEC 61850-9-2 Sampled Values
- Avaliação da sincronização de tempo através da rede com o uso do protocolo IEEE 1588 (PTP) Power Profile;
- Avaliação dos protocolos HSR e PRP para redundância de rede

5.0 - CONCLUSÃO

A CFE instalou o seu primeiro esquema de proteção de uma linha de transmissão de 400 kV com a utilização de transformadores de corrente ópticos e barramento de processo IEC 61850-9-2 Sampled Values. O comissionamento do sistema validou a implementação do projeto, demonstrou a sua correta operação e a obtenção de interoperabilidade entre os IEDs de diferentes fabricantes.

As dificuldades e desafios apresentados durante o comissionamento deste projeto demonstram que novos métodos e procedimentos de teste são necessários para a avaliação de transformadores de corrente e potencial ópticos, Merging Units e switches Ethernet. Ficou também evidente que testes em subestação energizada são muito complexos e com limitação de tempo. Desta forma, para futuros projetos, os equipamentos e esquemas devem ser testados previamente em fábrica e somente depois transportados e instalados.

O esquema de proteção está em operação desde meados de 2011 e desde então tem operado de acordo com o especificado, mostrando-se bastante confiável também durante ocorrências reais na linha de transmissão protegida. Análise dos registros de perturbação e a comparação com a atuação do sistema convencional, em paralelo, demonstram que o sistema instalado operou de forma correta e provou ser bastante confiável.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEC 61850-9-2: "Communication Networks and Systems in Substations – Part 9-2: Specific Communication System mapping (SCSM) – Sampled Values Over ISO/IEC 802-3". Primeira edição, Maio de 2005
- (2) UCA International Users Group: "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2". Julho de 2004
- (3) J. Bautista Flores; V.R. Garcia-Colon; C.G. Meléndez Román; E. Robles Ramírez; J.P. Rasgado Casique: First Multivendor 400 kV Transmission Line Protection Scheme Using an IEC 61850-9-2 Digital Network for Optical CT's and Protection Relays. Cigre 2012; Paris
- (4) CFE; SEL; OMICRON: Experiencias en la Evaluación y Prueba de un Esquema de Protección en una Línea de 400 kV con Sampled Values mediante el estándar IEC 61850-9-2. Apresentação no XXVI IEEE RVP-AI 2013; Acapulco, México

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Eugenio Carvalheira é Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco e Mestre em Engenharia Computacional pela Universidade de Erlangen-Nuremberg. Iniciou sua carreira em 2001 como Engenheiro de Projetos responsável pelo projeto, implementação e comissionamento de sistemas de proteção e controle em subestações e usinas de geração. Em 2008 ingressou na OMICRON Alemanha como Engenheiro de Aplicação e Treinamento desenvolvendo soluções automáticas de teste para sistemas de proteção e responsável pelos cursos de IEC 61850 da OMICRON. É atualmente Especialista Regional de Aplicação e Gerente de Treinamento para a América Latina pela OMICRON em Houston, EUA.



Carlos Meléndez Román recebeu o título de Bacharel em Engenharia Elétrica pela ESIME, IPN, e o título de Mestre em Engenharia de Sistemas de Potência pela DEPFI, UNAM. É atualmente responsável pela área de proteção do Sistema de transmissão da CFE no México.