



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

FI/GPC/07  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO -V**

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

**PREPARANDO O FUTURO: PROJETO PILOTO DE BARRAMENTO DE PROCESSO (IEC61850-9-2)  
MERGING UNIT E RELÉ DE PROTEÇÃO NA SUBESTAÇÃO DE PALHOÇA 138 KV DA ELETROSUL**

**Flores, Pablo H. (\*)  
ELETROSUL**

**Júnior, Francisco C.R. H.  
ELETROSUL**

**Santos, Túlio L.D.  
ELETROSUL**

**Oliveira, Roniere H.D.  
ELETROSUL**

**Lellys, Denys  
ALSTOM**

**Neto, Floriano T.  
ALSTOM**

**Yonemura, Rogerio K.W.  
ALSTOM**

**Matos, Rafael R.  
REASON**

**RESUMO**

O trabalho vai apresentar a experiência da Eletrosul na instalação de um projeto piloto, em cooperação com as empresas ALSTOM e REASON, de implantação de barramento de processo (IEC 61850-9-2 LE) no bay da linha Imituba de 138 kV na subestação de Palhoça. Será apresentada a arquitetura do sistema contendo o barramento de subestação e o barramento de processo com aplicação de VLAN, o esquema de sincronismo via GPS e o roteamento para supervisão remota e acompanhamento da implementação realizada em campo.

Durante o período de testes do projeto piloto, o sistema foi continuamente observado pelas equipes de engenharia, manutenção e proteção da Eletrosul, através da IHM SAGE, dos registros no oscilógrafo e no relé de proteção, com a finalidade de aferir a performance, realizar melhorias necessárias e compreender as novas exigências para aplicação destas tecnologias.

Serão apresentados e analisados neste artigo, os dados reais das ocorrências no sistema elétrico registrados durante o período inicial de observação. O objetivo principal é avaliar a viabilidade técnica e conhecer os benefícios que esta tecnologia possui em relação às técnicas tradicionais utilizadas, para uma possível aplicação futura em novas subestações da Eletrosul.

**PALAVRAS-CHAVE**

Proteção, Automação, IEC 61850-9-2 LE, Barramento Processo, *Merging Unit*

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Na última década a aplicação do barramento de estação da norma IEC-61850 se tornou uma realidade tecnológica nas novas instalações e modernizações do sistema elétrico de potência no Brasil. Com maior ou menor sucesso, o cenário de uma supervisão de sinais cablada, baseada em fios elétricos, foi sendo substituído pela aquisição de sinais virtuais numa infraestrutura de rede.

Mas, a mudança tecnológica surpreendeu a maioria das equipes de engenharia, manutenção e operação que não tinham o domínio teórico sobre as novas soluções, e apreenderam “*on job*” a lidar com ela. Isto causou resistência à sua aplicação, problemas de implementação e baixo aproveitamento dos recursos que a norma IEC-61850 tem a oferecer. Faltou um melhor planejamento de qualificação, especificação, desenvolvimento e de ferramentas de *software* adequadas. Mesmo assim, ela tem evoluído na direção de facilitar a interoperabilidade de sistemas, a

(\*) Pablo Humeres Flores, ELETROSUL Centrais Elétricas S.A, DES, Rua Deputado Antônio Edu Vieira 999, Pantanal, CEP: 88040-901, Florianópolis, SC – Brasil, Tel: (+5548)3231-7206, Email: [hpablo@eletrosul.gov.br](mailto:hpablo@eletrosul.gov.br)

padronização de nomenclaturas, a definição da infraestrutura de rede, a sincronização de tempo, e a comunicação local e remota de instalações.

O próximo passo será a aplicação do barramento de processo (IEC 61850-9-2 LE) que irá impactar tremendamente na forma de projetar, construir, manter e operar as futuras instalações. A maioria dos fabricantes caminha nesta direção, e as empresas de energia elétrica precisam se preparar para esta nova realidade.

O projeto piloto na ELETROSUL nasceu desta preocupação, no sentido de explorar a tecnologia numa fase anterior à sua aplicação final, verificando sua viabilidade, seus requisitos, apontando a nova base de conhecimento teórico para sua correta aplicação.

## 2.0 - HISTÓRICO

O projeto nasceu na ELETROSUL em 2013 dentro da área de pesquisa e desenvolvimento que firmou uma parceria com a ALSTOM (Relé Digital) e a REASON (*Merging Unit* – MU, Switch e Oscilógrafo). A ideia era instalar em paralelo com a proteção digital existente, colocando os sinais de trip no oscilógrafo para comparar com ocorrências reais do sistema.

Junto com a área de engenharia da empresa foi escolhida uma instalação adequada, que acabou sendo a Subestação Palhoça 230/138 kV próxima da sede da empresa, facilitando o acompanhamento das equipes de especialistas e onde havia em andamento serviços de campo em função do futuro seccionamento do vão escolhido da LT Imbituba 138 kV.

Os painéis foram montados inicialmente no Laboratório de Proteção da ELETROSUL, onde foram realizados os testes de aceitação de fábrica. Este período durou em torno de quatro meses. Foram então levados para campo e comissionados. A energização ocorreu em Maio de 2014.

Após a implantação, e em função das análises e desempenho observados, foram feitas atualizações sendo as mais significativas a troca do relé P446 em Agosto de 2014, atualizando hardware e software, e em Dezembro a troca da MU (permitindo suporte a PTP e streaming de medição a 256 pontos), do GPS (suporte a PTP), e atualização do firmware do oscilógrafo e a habilitação do sincronismo PTP na *Merging Unit*.

Neste período tivemos diferentes ocorrências de proteção, que ajudaram a decidir por estas melhorias. Após estas ações tivemos novos eventos cujos resultados iremos apresentar mais à frente.

O trabalho tem sido realizado com grande cooperação entre as empresas, procurando conhecer, melhorar e avaliar o desempenho do sistema.

## 3.0 - ARQUITETURA DO SISTEMA

O projeto piloto contemplou as fases de projeto, instalação, configuração e ensaios em campo dos seguintes equipamentos principais:

- *Merging Unit* - MU 320 da Reason;
- Relé de proteção de distância P446 da Alstom Grid com placa ethernet IEC 61850 -9-2 LE;
- Registrador de perturbação 61850 – RPV-311 – *Process Bus* da Reason;
- Switch 61850 - T1000 da Link Precision;
- Relógio de sincronismo via GPS - RT 430 da Reason;
- IHM SAGE instalado em um Notebook da Eletrosul.

A montagem da *Merging Unit* foi feita em painel próprio e sua instalação foi localizada diretamente no pátio da subestação, junto à linha de transmissão Imbituba 138 kV. Os demais IEDs foram instalados na sala de comando em painel exclusivo.

A *Merging Unit* analógica (MU 320) tem como principal finalidade captar os valores de corrente/tensão dos TC/TP convencionais da linha Imbituba 138 kV, assim como as posições do disjuntor e das chaves seccionadoras, já que possui, além da placa de conversão de valores analógicos para digitais, placa com entradas/saídas digitais de acordo ao protocolo da IEC 61850 (MMS e Goose).

O princípio de funcionamento do barramento de processo, instalado na subestação Palhoça, está baseado na aquisição de corrente e tensão analógica dos transformadores de corrente e potencial, que em seguida são convertidos pela *Merging Unit* para valores amostrados (*Sample Values*), com taxa de amostragem de 80 amostras/ciclo e transmitidos por fibra óptica para o switch 61850 gerando um barramento de processo. Dessa

forma, a topologia empregada permite uma isolamento elétrica entre a casa de controle e os equipamentos de pátio, o que aumenta a segurança das equipes de trabalho. Além disso, por estar situada próxima aos transformadores de instrumentos, a *Merging Unit* favorece a redução de cabos e de toda cadeia envolvida.

Os valores amostrados são distribuídos pelo switch 61850 para o registrador de perturbações e relé de proteção, ambos em conformidade com a parte 9-2 da norma IEC61850. A sincronização do relé de proteção e do oscilógrafo utiliza IRIG-B, a plataforma SAGE SNTP e a Merging Unit PTP tendo como origem o GPS (RT 430).

Todas as interfaces de barramento de processo (IEC 61850-9-2 – VLAN 2) dos IED's envolvidos estão recebendo os sinais de *Sample Analogue Values* (SAV) e GOOSE, enquanto que as interfaces de barramento de estação (IEC 61850-8-1 – VLAN 1) estão livres do tráfego destes sinais comprovando o correto gerenciamento da rede de comunicação através do switch 61850.

No caso deste projeto piloto foi usada uma *Merging Unit* analógica – AMU (Analog *Merging Unit*), embora exista também a Digital *Merging Unit* (DMU) para conexão exclusiva a TCs ópticos e TP's tipo ópticos (DCP).

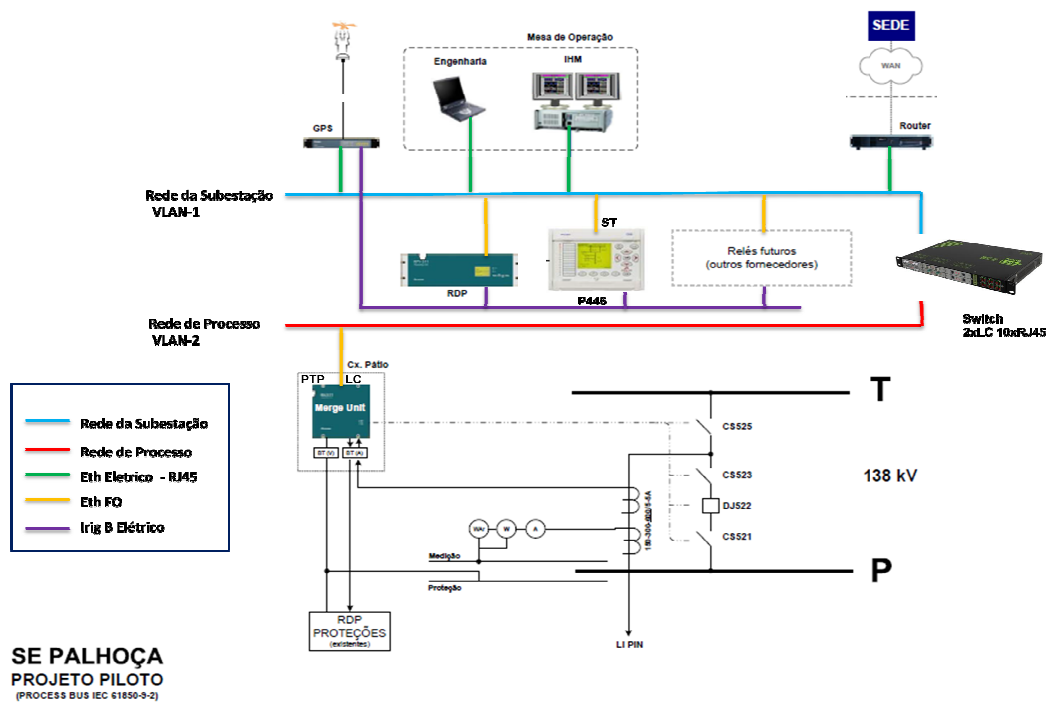


FIGURA 1 – Arquitetura do sistema

A rede não está incluída na rede de operação, para não causar problemas ao tempo real, estando na rede corporativa, permitindo assim o acesso remoto das equipes e monitoramento. O sistema de supervisão está num microcomputador no próprio painel do projeto. Sua configuração foi feita a partir dos arquivos CID do relé e de uma lista de pontos. Na figura 2 podemos ver a tela principal do sistema.



FIGURA 2 – Tela Supervisão do sistema e equipamentos aplicados

#### 4.0 - DESEMPENHO DO SISTEMA

Ao longo do projeto foram sendo feitas adequações para solucionar problemas e melhorar o desempenho. A Tabela 1 apresenta um resumo das principais ocorrências.

TABELA 1 – Histórico de adequações

Problema	Descrição	Registro	Causa	Situação Atual
Sample Values Alarm	Alarme no relé P446 sinalizando (9-2 Sample Alarm) sempre durante uma falta simulada. Mas nenhuma perda de forma de onda é percebida e as funções de proteção são desempenhadas normalmente	Testes Laboratório Novembro 2013	Parametrização incorreta. Habilitada função de corrente de neutro com relação 1:1 no relé	Resolvido em Janeiro 2014
Estado inicial das entradas digitais da MU	Após inicialização a MU publica <i>Gooses</i> de entradas digitais com seus valores todos em zero, até que ocorra alguma mudança de estado	Testes Laboratório Novembro 2013	Firmware da MU	Resolvido em Dezembro 2014 após a troca da MU
Comunicação MMS entre a MU320 e o SAGE	Não foi possível realizar uma comunicação de supervisão da MU320 com sistema de supervisão SAGE	Testes Laboratório Novembro 2013	Implementação do suporte MMS na MU320 e no SAGE	Solução criando dataset através da nova ferramenta da MU da Reason
Problemas de comunicação com o relé P446	Relé entra em modo "introspectivo" frequentemente, interrompendo a comunicação na VLAN1 (SAGE ou ferramenta de configuração do relé). Funções de proteção se mantêm	Energização Projeto Piloto Maio 2014	Varição constante de entradas digitais na MU provocando variações rápidas nas lógicas do relé, causando perda da comunicação	Resolvido em Dezembro 2014 após a troca da MU
Instabilidade das entradas digitais da Merging Unit	Instabilidade na leitura das entradas digitais da MU dos estados dos equipamentos de pátio (chaves seccionadoras e disjuntores)	Energização Projeto Piloto Maio 2014	Constatado problema de contato no cartão de entradas digitais da MU (hardware)	Resolvido em Dezembro 2014 após a troca da MU
Descontinuidade nas formas de onda do RDP	Descontinuidades nas formas de onda registradas pelo oscilógrafo RPV-311. Ocorre eventualmente.	Energização Projeto Piloto Maio 2014	Descontinuidades na base de tempo relacionadas à perda de sinal GPS do RT430	Reason avaliando solução
Sensibilização das entradas digitais da MU por indução	Em situações de faltas ocorridas próximas à linha ou até em algumas faltas simuladas, foi percebido que algumas entradas digitais da MU são sensibilizadas por indução no cabo	Julho 2014	Diagnosticado baixo tempo de filtro <i>debounce</i> na MU	Resolvido em Janeiro 2015, habilitado <i>debounce</i> de 11ms na MU
Falha comunicação na porta <i>Process Bus</i> do RDP	Observada instabilidade e por vezes falta dos valores analógicos no RDP dias antes da atualização para PTP na MU	Novembro 2014	Verificado problema na porta do switch T1000, que comunica com a interface de barramento de processo do RDP	Solucionado em Dezembro 2014 mudando conexão de rede do RDP para fibra ótica
Atraso significativo nas oscilografias internas de forma de onda do P446.	Comparando-se as faltas registradas no relé P446 com os do RPV e do RPIV da subestação, nota-se significativo atraso na estampa de tempo do relé, não afetando aparentemente a função de proteção.	Novembro de 2014.	Em análise pela Alstom.	Alstom avaliando solução.
Alarme de temperatura da MU	Merging Unit alarmando temperatura acima de 60°C. Ocorrendo com frequência nos dias de verão	Dezembro 2015	MU320 abrigada em painel externo, sem refrigeração	Reason avaliando solução
Disparo indevido por SOTF no relé P446	Disparos indevidos da proteção do projeto piloto sem ocorrência de falta na linha	Dezembro 2014	Identificada falha na forma de onda (ausência de <i>sample values</i> ) nas oscilografias do relé. A forma de onda regular no oscilógrafo descarta falha na MU	Alstom avaliando solução. Desabilitada função <i>SOTF</i> CNV e utilizada lógica externa. Não houve mais atuações indevidas
Problemas nos serviços PTP/NTP do RT430	Plataforma Sage sem conseguir sincronizar com o NTP, e alarme de sincronismo da MU por sistema PTP. Ambos eventos são normalizados após o reset do GPS RT430	Janeiro 2015	Causa desconhecida	Reason avaliando solução com os registros coletados dos equipamentos

Podemos observar que as ações de adequação foram eficientes, e naturais de um processo de desenvolvimento. Possivelmente à medida que a tecnologia for ficando mais dominada pelas equipes de engenharia, manutenção e operação, a análise ficará mais minuciosa e poderá implicar em novas melhorias.

Também observamos que a sincronização de tempo é fundamental no sistema e deve ser garantida na sua disponibilidade e qualidade. Nesta direção o PTP (*Precision Time Protocol - IEEE 1588*) será fundamental para garantir um mecanismo de tempo que se aproveite da infraestrutura de rede ao invés de redes elétricas dedicadas e mais frágeis nas instalações mal implementadas.

Por isso também, a infraestrutura de rede deve estar projetada de acordo à aplicação, e utilizando as melhores práticas da tecnologia de redes (VLAN, topologia, supervisão de desempenho).

## 5.0 - ANÁLISE DE OCORRÊNCIAS

O sistema de proteção e oscilografia existente em operação na SE Palhoça é um Relé SIEMENS 7SA511 V03.2X e oscilógrafo REASON RPIV. O sistema de proteção, medição, oscilografia e comunicação do projeto piloto é composto por Relé ALSTOM P446, oscilógrafo REASON RPV-311-11A04, *Merging Unit* REASON MU320, GPS REASON RT434, Switch Link Precision T1000 e Servidor SAGE versão CentOS 5.6 update 19.

No dia 11 de fevereiro de 2015, ocorreu o desligamento da LT Palhoça–Imbituba 138kV e da LT Palhoça–Jorge Lacerda A 138kV (circuito duplo), decorrente de curto-circuito monofásico (fase A), possivelmente ocasionado por descarga atmosférica. O desligamento da LT Palhoça–Imbituba 138kV foi devido à atuação correta da proteção de distância de terra, Zona 1, e do esquema de proteção por Transmissão Permissiva de Disparo por Sublance. A localização automática de defeitos do software ANALISE® da REASON indicou distância aproximada de 37,51km (50,7%) a partir do terminal de PAL para o circuito IBA 138kV e de 35,59km (32,8%) para o circuito JLA 138kV.

Na Figura 3, é apresentada a sequência de eventos da ocorrência, baseada nos registros do RPIV da SE PAL e do relé SIEMENS 7SA511 da SE IBA.

T0	0,0 ms	0,0 ms	Início do defeito;
T1	21,3 ms	T0 + 21,3 ms	Disparo da proteção do circuito IBA 138kV, na SE PAL;
T2	22,4 ms	T1 + 1,1 ms	Sinalização de disparo do relé ALSTOM P446 no RPIV da SE PAL;
T3	39,0 ms	T2 + 16,6 ms	Sinalização de disparo da Merging Unit REASON 320 no RPIV da SE PAL;
T4	40,4 ms	T1 + 19,1 ms	Envio do sinal do esquema PUTT do circuito IBA 138kV, na SE PAL;
T5	73,9 ms	T1 + 52,6 ms	Abertura tripolar do circuito IBA 138 kV, na SE PAL;
T6	80,7 ms	T1 + 59,4 ms	Recepção do sinal do esquema PUTT pela proteção do circuito IBA 138kV, na SE PAL;
T7	107,0 ms	T1 + 85,7 ms	Abertura tripolar do circuito PAL 138 kV, na SE IBA;

Figura 3 - Sequência de eventos nos terminais das SE's PAL e IBA.

Considerando os eventos listados na Tabela 1, têm-se as seguintes constatações:

- 1) O tempo total de eliminação da falta, incluindo o tempo de abertura dos disjuntores de ambos os terminais da LT PAL-IBA 138kV foi de 107,0 ms, inferior aos 150 ms indicados no procedimento de rede do ONS para LT's com tensão inferior a 345kV;
- 2) O tempo aproximado de abertura do disjuntor no terminal da SE PAL, incluído aí o tempo de atuação do relé de disparo 94, foi de 52,6 ms. Este tempo está de acordo com os dados de placa, que indicam tempo de interrupção de 50,0 ms;
- 3) O disparo do relé P446 no RPIV ocorreu 22,4ms após o início da falta e 1,1ms após o relé 7SA511;
- 4) O disparo da MU320 no RPIV ocorreu 39,0 ms após o início da falta, 16,6ms após a proteção do relé P446 e 17,7ms após a atuação da proteção do 7SA511;
- 5) Mesmo a atuação da proteção do conjunto P446+MU320 tendo ocorrido após a atuação do 7SA511, considerando um tempo de abertura de 50ms, o tempo de eliminação de falta ainda atenderia aos critérios do Procedimento de Rede do ONS.

Um bom desempenho no envio, aquisição e tratamento de *Sampled Values* (SV's) é crucial para todo o sistema de proteção. Qualquer atraso ou problema relacionado a baixa qualidade do sinal amostrado afeta diretamente toda a cadeia de processamento do P446 e do RPV. Num comparativo entre os sinais medidos pelo RPIV e RPV é possível observar uma diferença de tempo entre os sinais de corrente da fase A de 0,135ms, com uma diferença angular medida de 3,18°. A diferença de magnitude neste instante foi de 0,14%.

Estas diferenças valem apenas para este intervalo de tempo, mas já indica que as medições por SV's no RPV possuem uma diferença desprezível frente à medição convencional do RPIV. Além disso, é necessário considerar que a taxa de amostragem do RPIV é de 5760Hz, enquanto no RPV-311 é de 15360Hz. A taxa de amostragem da MU320 é de 256 pontos por ciclo de 60Hz para sinais de medição (15360Hz).

Um comparativo entre as medições do P446 e do RPIV mostra a diferença de tempo entre os sinais de corrente da fase A (5,601ms), o que implica numa diferença angular medida de 121,56°. A diferença de magnitude neste instante é 1,48%, mas se colocarmos no mesmo instante em cada um deles seria de 0,62%.

Sobre a diferença de fase entre os sinais, esta pode ter várias causas. A comparação entre os sinais é "visual", através do software ANALISE®. Talvez o mais adequado, como citado anteriormente, seria fazer uma análise considerando cada amostra. Outra possibilidade seria um atraso no processamento dos sinais no relé P446.

A Figura 4 mostra um comparativo simultâneo entre as correntes da fase B do P446, do RPV-311 e do RPIV.

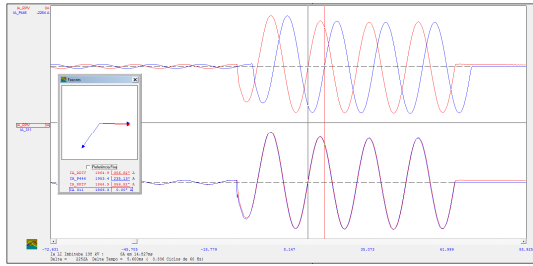


Figura 4: Comparativo corrente fase B do P446, RPV-311 e RPIV.

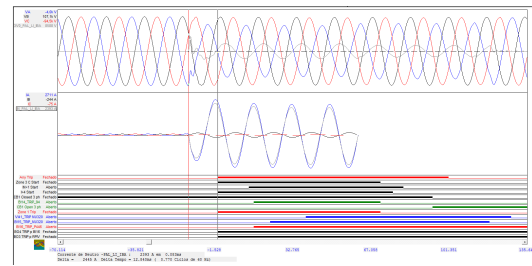


Figura 5: Oscilografia relé P446

Sobre o desempenho dos sinais digitais terá como foco o disparo simulando a abertura do disjuntor do circuito IBA 138kV. Na Figura 5, é apresentada a oscilografia do P446 com seus principais sinais digitais:

A atuação da Zona 1 pelo P446 ocorre após 12,8ms do início da falta. Conforme mostrado na Figura 3, a sinalização de disparo da proteção do P446 no RPIV ocorre 22,4ms após o início da falta. Isso indica uma diferença de aproximadamente 9,6ms entre o evento interno do P446 e a sinalização por saída digital (*Binary Output - BO*) no RPIV.

Uma forma de avaliar o desempenho da proteção neste caso é avaliando o tempo que a mensagem GOOSE leva para ser publicada pelo P446, enviada pela rede, recebida pela MU320 e então executada. Como este é um projeto piloto, a MU320 atua sobre uma BO que por sua vez atua sobre uma entrada digital da própria MU320, simulando a atuação sobre o disjuntor. A MU320 então envia uma mensagem GOOSE informando o P446 e o RPV-311 sobre o disparo. Outras duas BO's atuam sobre entradas digitais do P446 e do RPIV, sinalizando o disparo.

Num sistema de proteção convencional, com BI's, BO's e conexão por cabos, o tempo transmissão de informação entre os dispositivos pode ser considerado como o tempo de atuação da BO do dispositivo 1 (*Physical Device 1 - PD1*), mais o tempo de transmissão deste sinal pelo fio, mais o tempo sensibilização da BI no PD2. Num sistema de proteção baseado na norma IEC 61850, utilizando mensagens GOOSE, o tempo de transmissão desta informação (ou mensagem) PD1 para um PD2 pode ser considerado, como apresentado na Figura 6.

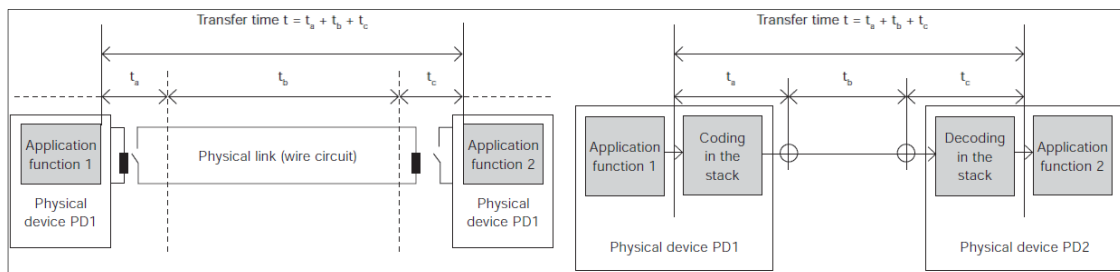


Figura 6: Tempo de transmissão entre PD's num sistema convencional e num baseado em GOOSE (IEC-61850)

Vale salientar que somente após o instante  $t_c$  o PD2 irá tomar ações (ex. acionamento de BO's para abertura de disjuntor), utilizando na função  $f_2$  as informações recebidas de PD1. Considerando que a mensagem seja de disparo, num sistema de transmissão, o desempenho requerido para a sua transmissão ( $t$ ) é de até 3,0ms. Entretanto, a dificuldade de se medir o tempo de transmissão é que normalmente os eventos recebem a estampa de tempo logo após os processamentos das funções  $f_1$  e  $f_2$  nos seus respectivos PD's (tempo de transferência). Ou seja, a medição precisa ser feita de forma indireta. A Figura 7 ilustra este processo:

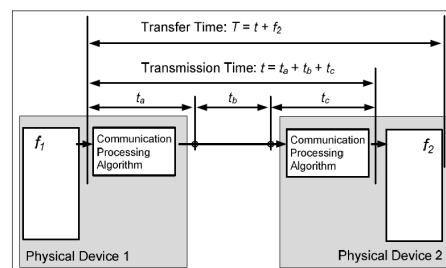


Figura 7- Tempo de transmissão X Tempo de transferência

Considerando os tempos medidos, e os tempos de transmissão envolvidos, o tempo entre a publicação da mensagem GOOSE de disparo pelo P446 e a tomada de ação pela MU320 (acionamento BO disparo) foi de 15,619ms. Como não é informado no manual da MU320 qual o tempo de f2, a única constatação possível é que, para que a norma seja atendida, o tempo mínimo de f2 deve ser de 12,619ms.

O tempo de 12,619ms não é um bom tempo para o ciclo de processamento de proteção de um IED, representando pouco mais de 3/4 de ciclo de 60Hz. Comparando o tempo calculado com um acionamento feito diretamente por BO, ainda haveria um atraso de pelo menos 10,619ms, isso desconsiderando o tempo de atuação de uma BO pela MU320.

Também é possível, a partir das informações obtidas e sabendo que o tempo de retorno do disparo através da atuação de BO da MU320 em BI do P446 é inferior a 5,0ms, estimar que o tempo de processamento f1 não foi inferior a 2,909ms, o que representa menos de 1/4 de ciclo de 60Hz. Observa-se também pela Figura 5 que o tempo do contato de retorno sinalizado pela "BI16\_TRIP\_P446" foi de aproximadamente 22,9ms, um tempo bastante elevado para acionamento de contato e processamento de informação de acionamento BI pelo relé.

Em relação ao desempenho da transmissão de mensagens GOOSE tendo como referência o RPV-311, é necessário analisar de forma conjunta os três IED's: P446, RPV-311 e MU320.

Com base neste registro, é esperado que haja uma diferença de tempo entre o recebimento de cada mensagem GOOSE no RPV-311. O tempo  $T_{P446}$  corresponde a uma mensagem enviada diretamente do P446 para o RPV-311, já o tempo  $T_{MU320}$  envolve uma mensagem sendo enviada do P446 para a MU320, o acionamento de um contato, processamento da informação e então o envio de uma mensagem da MU320 para o RPV-311.

Talvez o ponto mais importante a ser analisado aqui seja a diferença de tempo entre o evento "Any Trip" do P446 e "TRIP\_MU320" e "TRIP\_P446" no RPV-311. De acordo com o manual do fabricante, o tempo máximo para o acionamento de um contato convencional no P446 deveria ser inferior a 5,0ms. Caso houvesse uma BO do P446 conectada a uma BI do RPV-311 e esta levasse 5,0ms para ser acionada após o disparo, ainda haveria um atraso de aproximadamente 10,9ms da mensagem GOOSE "TRIP\_P446". Se for descontado o tempo de contato da MU320 para a mensagem "TRIP\_MU320", o atraso seria de aproximadamente 23,9ms, ou seja mais de 1,4 ciclo.

Este tipo de atraso pode prejudicar uma análise de um sistema de proteção, pois pode levar a conclusões equivocadas sobre o instante em que determinada função de proteção atuou. Em termos de tempo de sinalização de canais digitais para oscilógrafo, pode-se dizer que a mensagem GOOSE apresenta vantagem caso o tempo que o oscilógrafo leva para receber e processar a informação de outro relé seja inferior ao tempo de contato (ex: <5,0ms).

As principais conclusões da análise são:

- O tempo de atuação da proteção do P446 ficou muito próximo ao do 7SA511. Já a atuação da MU320 sofreu um atraso de cerca de 1 ciclo em relação ao P446;
- Os sinais analógicos registrados pelo RPIV mostraram-se bastante próximos daqueles registrados no RPV-311, cujas medidas foram obtidas dos SV's da MU320;
- Os sinais analógicos registrados pelo P446 mostraram um grande atraso em relação àqueles registrados no RPIV e mesmo no RPV. Entretanto, uma vez que a fonte de sincronismo de tempo não é a mesma em todos os IED's, é possível que possa haver uma diferença de tempo no registro da oscilografia;
- Foi verificado um tempo elevado de transferência do P446 para a MU320, cerca de 15,6ms, ou quase 1 ciclo;
- Nota-se pelo contato de retorno no P446 que há um tempo elevado entre a sinalização interna de disparo (Any Trip) e a sinalização de contato, como mostra a oscilografia deste relé;
- A sinalização de mensagens GOOSE no RPV apresenta grande atraso ( $\geq 15$ ms) e pode prejudicar a análise de uma ocorrência;
- Uma boa forma de melhorar a verificação dos tempos envolvidos seria a publicação de MMS da MU320 para o SAGE, pois assim seria possível ter uma estampa de tempo registrando o recebimento de mensagens GOOSE por este IED



## 6.0 - CONCLUSÃO

Com relação à experiência da ELETROSUL, em conjunto com a ALSTOM e REASON, na implantação do projeto piloto, podemos dizer que tem trazido experiências e resultados muito animadores. Confirma a tendência de termos no futuro próximo soluções com aplicações deste tipo de tecnologia.

A primeira questão que podemos considerar é a importância da qualificação teórica mais adequada das equipes de engenharia, manutenção e operação na base teórica das aplicações IED-61850 incluindo o barramento de processo. Nesta direção também a adequação das estruturas e procedimentos na organização das empresas, permitindo um apoio melhor entre as diferentes especialidades necessárias para garantir o desempenho e atendimento adequado aos sistemas: proteção, controle, supervisão e telecomunicações.

Os equipamentos e soluções aplicados no projeto tem evoluído com a rapidez necessária às avaliações de desempenho levantadas solucionando problemas. Ainda é preciso avançar em alguns aspectos.

O projeto tem evidenciado também a importância da infraestrutura de comunicação local, para poder garantir o desempenho e segurança adequados. Neste sentido, a sincronização de tempo especialmente na aplicação do barramento de processo, é fundamental não apenas para registros sincronizados mas para o correto funcionamento das funções de proteção.

A correta topologia dos dispositivos de rede e sua relação com os IEDs, bem como a configuração adequada dos parâmetros de rede são condições primárias para garantir o bom desempenho do barramento de processo.

É possível se beneficiar dos custos de cabeamento reduzido, da flexibilidade na concepção e implementação de esquemas de proteção com a garantia de uma operação adequada. Além disso, há também a vantagem de garantir que a medição correta está sendo recebida, devido à automonitorização, atestando o recebimento da rede de comunicação de dados.

Um passo importante a fazer no futuro é aplicar o relé de proteção em funções de proteção mais críticas, diferencial por exemplo, para avaliar melhor seu desempenho.

Também será importante a aplicação de outros modelos dos diversos equipamentos envolvidos, especialmente relés, *merging units*, oscilógrafos de maneira a verificar a interoperabilidade e comparar desempenhos.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; Procedimento de Rede – Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações; Revisão 2.0, 09/11/2011; Brasil.
- (2) ABB; ABB Review – Special Report IEC 61850; Sem revisão, p. 11
- (3) IEC – International Electrotechnical Commission; International Standard IEC 61850
- (4) DOLEZILEK, Dave e HOU, Daqing – SEL-Schweitzer Engineering Laboratories; IEC 61850 – What It Can and Cannot Offer to Traditional Protection Schemes; First Edition, p. 04; 2008.
- (5) ALSTOM; Reason MU320 - Technical Manual Merging Unit; MU320-TM-EN-3, p. 26; 2014.
- (6) ALSTOM; MiCOM Mho P446 Technical Manual – Fast Multifunction Distance Protection Relay; P446/EN/TM/E, pp. 3-33, 16-23; 2011.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Pablo Humeres Flores**

Natural de Santiago do Chile (1963).

Engenheiro Eletricista formado na Universidade Federal de Santa Catarina (1985), Mestrado em Sistemas de Potência na mesma instituição – UFSC (1990) e MBA Especialização em Mercado de Energia Elétrica, na Universidade do Vale do Itajaí – UNIVALI (2008).

Oito anos de experiência na área de estudos e projetos de linhas de transmissão. Desde 1996 atuando nas áreas de projeto, manutenção e operação de sistemas digitais de supervisão e controle de subestações e centros de telecontrole na ELETROSUL. Participante de grupos de trabalho do CIGRE. Autor de diversas publicações em seminários nacionais e internacionais: SNPTTEE, SIMPASE, ERLAC, SNCA, IEEE/PES, PAC World, Bienal do Cigre, Colóquio Internacional B5 e revistas: Eletricidade Moderna, Controle e Instrumentação, O Setor Elétrico.