



## Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência-GPC

**Uso do barramento de processo na primeira subestação digital em 500 kV do mundo - Enel São Gonçalo - no estado da arte da norma IEC 61850.**

**JULIO CEZAR DE OLIVEIRA(1); ALEXANDRE DE BARROS ARCON(1);  
ABB(1);**

### RESUMO

Este trabalho descreve a aplicação da subestação digital Enel São Gonçalo em 500kV por meio do uso das redes Ethernet para *station* e *process bus*, seguindo preceitos da norma IEC 61850 em seu estado da arte no que concerne aos requisitos de performance, sincronismo de tempo, redundância de comunicação, arquitetura de rede com seus serviços e protocolos, e adoção de métodos que tem por objetivo o cumprimento de políticas de cibersegurança.

São abordadas também considerações para mitigar riscos e promover uma aplicação robusta, com alta disponibilidade e permitir as expansões da subestação de forma mais simples.

### PALAVRAS-CHAVE

IEC61850, redundância, *merging units*, PTP, subestação digital.

### 1.0 - INTRODUÇÃO

Os sistemas de proteção, supervisão e controle passaram por marcos evolutivos relevantes, principalmente desde o início da geração dos relés numéricos. A capacidade nativa de telemetria destes dispositivos por meio de protocolos de comunicação, que em um primeiro momento eram proprietários e depois abertos e/ou normatizados (DNP, IEC 60870-5-103, MODBUS), ofereceu uma série de novos recursos provendo dados em tempo real para suportar tomadas de decisão e operação mais eficientes. Tal fato também condicionou o desenvolvimento e disseminação dos sistemas SCADA uma vez que suas funções foram além de apenas controlar os equipamentos primários como disjuntores, chaves seccionadoras, comutadores de tap de transformadores (1).

Entretanto, com o surgimento da norma IEC 61850 em 2005 houve uma quebra de paradigmas no que concerne às mudanças sofridas pelos relés de proteção, agora chamados de IEDs - *Intelligent Electronic Devices* - devido ao aumento do poder de processamento, memória, funcionalidades e de forma ainda mais agressiva, da capacidade de comunicação por meio de múltiplas interfaces Ethernet. O envio das grandezas elétricas que outrora era realizada por mecanismos mestre/escravo foi substituído pela técnica cliente/servidor (mais poderosa e flexível) e as informações provenientes dos IEDs nesta concepção são referenciadas por metadados e não mais por endereços numéricos como antes. Esta última característica facilita a análise e testes dos sistemas em cenários de engenharia do projeto e de manutenção.

Com a chegada da quarta revolução industrial, diversas técnicas disruptivas atingiram as mais variadas áreas de conhecimento, e não foi diferente no seguimento de energia elétrica. As aplicações das subestações digitais (DSS)

representam uma destas disrupções já que alteram a forma de como um projeto de proteção e controle é desenvolvido, implementado e testado. Neste novo método, as correntes, tensões e sinais binários são enviados a partir do pátio da subestação à sala de controle não mais por cabos de cobre, e sim por meio de uma rede Ethernet com a instalação de fibras ópticas. A aquisição e digitalização de tais sinais são realizadas por dispositivos instalados em campo, próximos aos equipamentos primários, denominados *merging units*.

O subestação Enel São Gonçalo em 500kV é um empreendimento de DSS que aplica as redes de *station* e *process bus* seguindo as determinações de performance, resiliência às falhas, flexibilidade previstas na norma IEC 61850, bem como prevê também a segurança operacional. No capítulo 2 deste trabalho são descritas as premissas e os cuidados considerados para construir uma DSS neste nível de tensão, o arranjo físico da subestação e os benefícios com seus respectivos valores agregados deste tipo de aplicação. O capítulo 3 demonstra a arquitetura conceitual envolvendo as *merging units*, IEDs e sistema SCADA e serviços disponibilizados pela solução, e são elencados alguns dos princípios de cibersegurança previstos quanto a topologia da arquitetura para mitigar eventuais vulnerabilidades. Já no capítulo 4 são apresentadas as ferramentas usadas no desenvolvimento do projeto e para dos ensaios de fábrica e campo, mencionando ainda as diferenças em relação à documentação quando comparada à filosofia de uma subestação convencional.

Por último, são elencadas as conclusões sobre o projeto quanto ao desenvolvimento de uma aplicação robusta e segura, às vantagens inerentes a esta abordagem de DSS e contribuições dos métodos usados para empreendimentos futuros.

## 2.0 - A SUBESTAÇÃO DIGITAL SÃO GONÇALO 500KV

A subestação São Gonçalo pertence a Enel Green Power e é conectada a uma planta solar para geração de energia. Sua composição remete a um arranjo em anel contemplando dois transformadores de 500/34,5kV e uma linha de transmissão em 500kV como indica a Figura 1, adicionalmente há o setor de 34.5kV ligado ao parque solar.

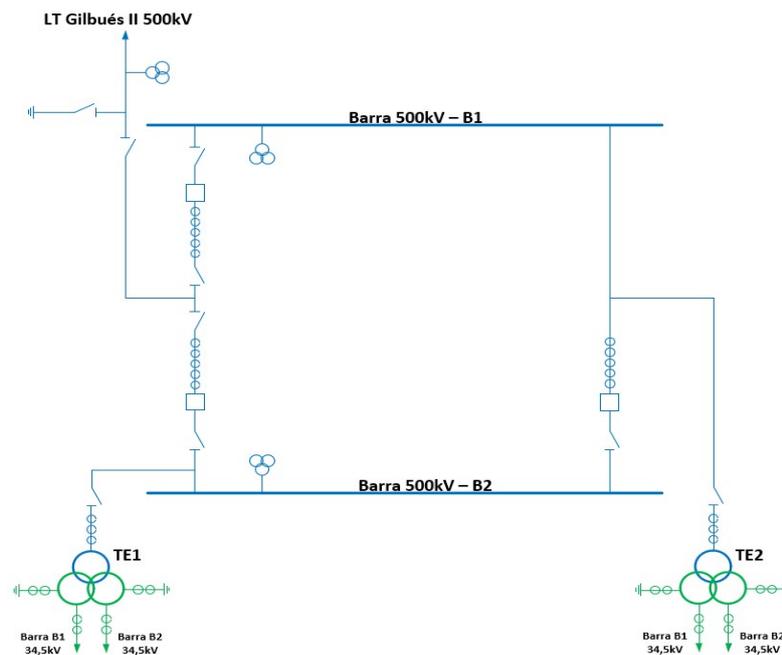


FIGURA 1 – Unifilar da DSS São Gonçalo 500kV

Na fase preliminar ao planejamento da elaboração da solução digital para o projeto, foram tomadas ações para avaliar os requisitos para a criação de uma aplicação de alta disponibilidade considerando os recursos disponibilizados pela norma IEC 61850. Foram discutidos e esclarecidos os requisitos quanto as topologias possíveis de rede, técnicas de redundância tanto para a comunicação como para os IEDs e cadeias principal/alternada das *merging units*, os tempos de propagação das mensagens de tempo real como o *Sampled Values* (SMV) e GSE, técnicas de sincronização e o comportamento da aplicação em situações em que se manifestassem falhas individuais dos equipamentos ou falhas cruzadas entre os dispositivos.

Assim como ocorre em projetos da área de Tecnologia da Informação, foram realizadas um série de reuniões entre o provedor da solução e o cliente final para listar os requisitos necessários e de uma forma tácita, identificar as vulnerabilidades que o conceito de uma subestação digital poderia atribuir ao sistema de proteção e controle, ou

seja, além da exploração das vantagens implícitas no uso destas técnicas, foram verificados também os riscos e a maneira de como mitigá-los. Para tal foi usado um método de UML (2) com seus diagramas de caso de uso, de classes e sequência para modelar no próximo passo, a resposta com a arquitetura contemplando as redes de *station* e *process bus*. Foram identificados ainda os capítulos concomitantes da norma IEC 61850 que corroboram com a construção de uma solução robusta e elaborou-se um questionário com perguntas e respostas envolvendo os itens levantados após o uso dos diagramas UML do qual originou-se uma matriz de riscos com as ações mitigatórias.

## 2.1 Observações quanto o uso da norma IEC 61850

A norma IEC 61850 evoluiu ao longo dos anos e em seu estado da arte há capítulos que estão na edição 2 e alguns migrando para suas versões 2.1 ou superiores. Deve ser enfatizado ainda que há casos onde normas correlacionadas como a IEC 62439-3 que remete ao uso dos protocolos de redundância HSR e PRP já se encontra na edição 3. Estes fatores requerem atenção no momento criar a solução. A Figura 2 demonstra quais os documentos considerados para a aplicação da DSS São Gonçalo.

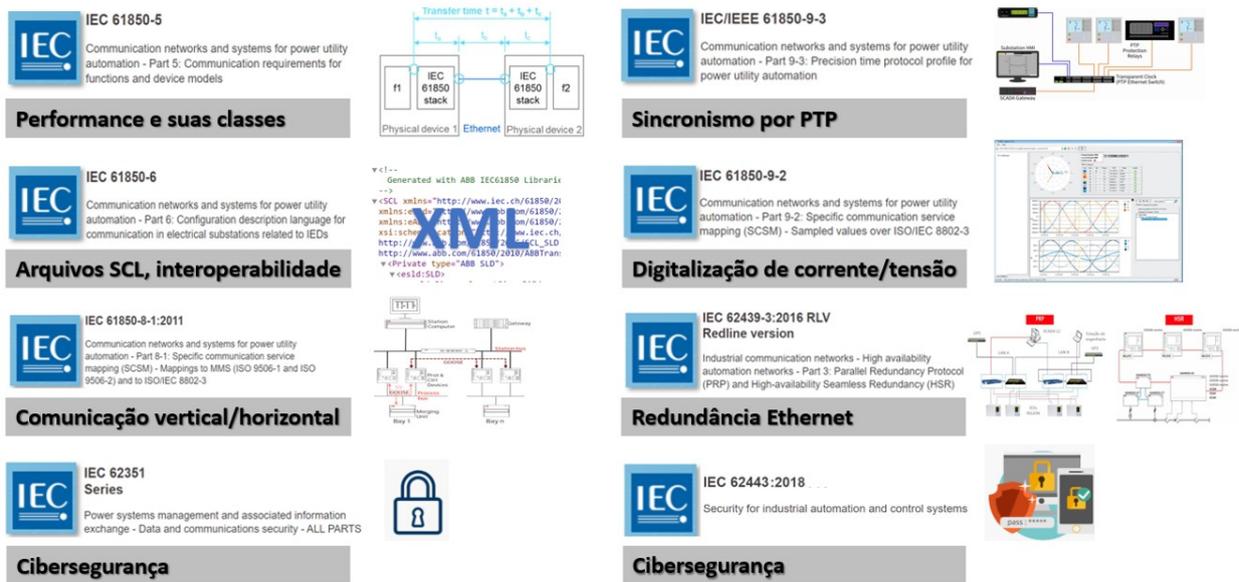


FIGURA 2 – Capítulos da norma IEC 61850 para a construção de uma DSS

## 2.2 Performance do sistema

As redes que utilizam Ethernet como camada de enlace têm a característica de não-determinismo, ou seja, não garantem a entrega dos frames e datagramas em um determinado intervalo de tempo. Todavia a Ethernet passou por uma série de melhorias/evoluções nos mais de trinta anos de existência, muitas vezes suplantando técnicas concorrentes como ATM, Frame Relay ou mesmo SDH e ainda entregando um alto grau de interoperabilidade aos projetos que a adotam.

Por meio das funcionalidades mais modernas presentes na atual versão da norma IEEE 802.3, é possível atribuir à Ethernet comportamentos determinísticos com o uso de priorização de tráfego, seguimentação das redes e controle do uso da banda de rede aliada à sincronismo dos equipamentos. A observação destas possibilidades são importantes devido às determinações de tempo de transferência (3) de informações mencionadas no capítulo 5 da norma IEC 61850 como resume a Tabela 1.

TABELA 1 – Classes de tempos de transferência de dados

Classe	Tempo (ms)	Exemplos de aplicação
TT0	>1000	Arquivos, eventos e logs
TT1	1000	Eventos e alarmes
TT2	500	Comandos
TT3	100	Interações automáticas não críticas
TT4	20	Interações automáticas críticas
TT5	10	Intertravamentos e atualização de estados
TT6	3	Trips e bloqueios

### 2.3 Matriz de riscos

Como resultado do uso do método UML e da discussão sobre os itens elencados no questionário com as dúvidas sobre a tecnologia das subestações digitais, gerou-se uma matriz de riscos e ações mitigatórias como indica a Tabela 2. Nela são apresentadas as eventuais ameaças aos mecanismos de proteção e controle, em que região da subestação uma falha pode se manifestar, suas probabilidades e impactos e o que deve ser feito para reduzi-los.

TABELA 2 – Matriz de riscos e ações mitigatórias

enel ABB Digital substation technical risks and countermeasures

Date: 28/03/2018  
Proj: Julio Oliveira

Número	Descrição do risco	Onde o risco pode ocorrer?	Há uma contramedida?	A solução é resiliente?	Ações de mitigação	Severidade	Probabilidade	Consequências
Índice do item	Explicação do que é o risco para o sistema de automação, proteção e controle	Este risco pode se manifestar aonde? Pátio da subestação ou sala de controle?	Existe alguma solução/resposta para este risco caso ele se manifeste?	Considerando este risco, a arquitetura pode continuar a oferecer os seus serviços durante essa falha?	O que pode ser feito para reduzir a possibilidade desta falha se manifestar?	Alta Média Baixa	Alta Média Baixa	Descreve as consequências que este risco, quando materializado, pode oferecer ao sistema de proteção e controle caso não seja mitigado.

Esta tabela fora compartilhada entre as equipes que conduziram o projeto, pelo lado do proponente e do cliente final. Ela se torna também mais um item de documentação que pode auxiliar de forma significativa as equipes de operação e manutenção durante o ciclo de vida deste sistema. Deve-se enfatizar ainda que um item assinalado nesta matriz é a necessidade de treinamento por parte dos profissionais que vão operar este mecanismo assim que for efetivada a energização da subestação.

### 2.4 Os benefícios esperados

As tecnologias disruptivas na era da indústria 4.0 mudam a concepção da forma de trabalho em variados tipos de projetos de diferentes áreas. Além das vantagens técnicas para a engenharia, operação e manutenção é natural que as concessionárias de energia criem uma expectativa por algo em um âmbito mais amplo, a agregação de valor em sua cadeia de gestão.

A Tabela 3 mostra o relacionamento entre os benefícios com enfoque mais técnico e como estes aspectos contribuem para a geração de valor para a empresa, indicando que as vantagens de uma subestação digital estão além de simplesmente a redução de cabos e obras civis.

TABELA 3 – Benefícios e valores agregados das subestações digitais

Benefícios	Valores agregados
Redução de riscos com choques	Profissionais de manutenção e engenharia, os quais vão manipular os painéis na sala de controle, podem executar suas tarefas sem riscos de se machucarem em eventuais acidentes elétricos. A empresa por sua vez reduz possibilidades de sofrer penalidades ou processos trabalhistas.
Redução do tempo de comissionamento	A tecnologia da subestação digital permite por um empreendimento em operação em menos tempo do que em um arranjo convencional, reduzindo os riscos que envolvem a alocação de profissionais expostos no pátio por longos períodos.
Redução do tempo de desligamento	A subestação pode ser expandida de uma forma mais fácil e controlada, sem necessidade de uma complexa infraestrutura (obras civis, instalação e testes de cabos de cobre, longo período de comissionamento, etc) uma vez que os dados são providos e compartilhados por uma rede Ethernet.
Documentação simplificada	Menor volume de documentos para manter, fazer <i>as built</i> , gastar menos recursos financeiros com homem/hora e oferecer um conjunto de informações consistentes sobre a aplicação IEC 61850 para expandir e modificar as funções de controle e proteção da subestação.
Implementação de esquemas de teleproteção modernos	Deteção de falhas em condições anormais para uma operação mais rápida e precisa, evitando a interrupção do serviço de distribuição ou transmissão e a consequente perda de faturamento e atribuição de penalidades.
Redução de cabos e obra civil	Dados binários e a digitalização das grandezas analógicas por meio de redes robustas oferecem possibilidades de gestão de manutenção preditiva para preservar e estender a vida útil dos equipamentos primários (como transformadores) além de mitigar risco de acidentes e reduzir a quantidade de material usado na construção da subestação.
Gerenciamento inteligente de ativos e monitoramento	Evitar desligamentos e perdas catastróficas de ativos importantes como disjuntores, transformadores e reatores enfatizando que estes ativos tem um alto <i>lead time</i> . Redução de OPEX durante todo o período de concessão (e.g 30 years).

### 3.0 - ARQUITETURA DOS BARRAMENTOS DE ESTAÇÃO E PROCESSO

A implementação da arquitetura de comunicação para a DSS São Gonçalo considera o uso das seguitações do *station* e do *process bus* em duas redes distintas devido a natureza diferenciada destes mecanismos. Embora ambas as redes sejam de missão crítica, as características remetem a dois perfis particulares como descrito a seguir.

- Station bus:** É uma rede com alto grau de conectividade, com propósito de integração dos diferentes equipamentos na sala de controle. A ela são atrelados todos os IEDs que enviam seus dados ao nível 2, o sistema SCADA geralmente um arranjo hot-standby, computadores de engenharia, consoles de operação, relógios GPS e ainda os canais de transmissão de dados ao centro de controle. É também uma rede de missão crítica devido às mensagens GOOSE em tempo real que se propagam entre os IEDs para fins de disparo e intertravamentos.
- Process bus:** Concerne à estrutura que conecta os IEDs na sala de controle às *merging units* instaladas no pátio da subestação. É uma rede dedicada ao propósito de digitalizar as correntes e tensões de cada bay e enviar os sinais binários/comandos do pátio aos IEDs e remete ao uso dos serviços de missão crítica como SMV, GOOSE e o protocolo de sincronização PTP. Além de ser sensível aos atrasos, que podem ser prejudiciais ao sistema de proteção, o *process bus* tem a característica de apresentar um tráfego de comunicação elevado devido ao uso das mensagens *sampled values*, uma vez que cada circuito trifásico em uma SMV ocupa 5Mb/s. Portanto, avaliar e controlar a ocupação de banda na topologia e observar o comportamento dos equipamentos conectados a esta rede é um aspecto que deve ser considerado.

Por se tratar de uma subestação em 500kV e de importância elevada, foi planejado o uso de redundância de comunicação assim como fora aplicado aos equipamentos: IEDs e *merging units* são duplicados formando uma cadeia de proteção e controle principal e uma cadeia alternada. Quanto a comunicação, elegeu-se a adoção dos protocolos PRP e HSR (4) ao *station* e *process bus* respectivamente.

#### 3.1 O station bus

Conforme as características inerentes ao *station bus* como a conectividade e integração, foi implementada uma estrutura redundante com o uso do PRP para os IEDs dos bays de 500kV. Com o estabelecimento das redes LAN A e LAN B, o PRP garante alta disponibilidade, um grande número de pontos de acesso para os equipamentos que

a elas se conectam e resiliência às falhas N-1 como indica a Figura 3.

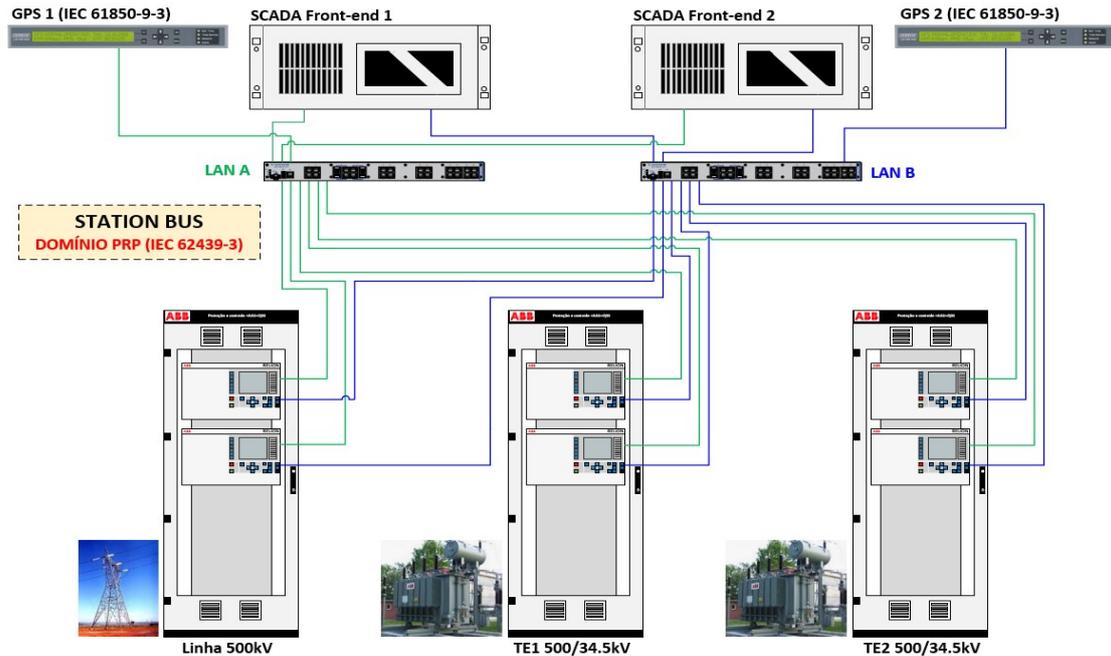


FIGURA 3 – PRP aplicado ao station bus

Esta topologia também considera a redundância de relógios GPS para prover o sincronismo por meio do protocolo PTP (5) de acordo com o perfil *Power Utility Automation* definido na norma IEC 61850-9-3. É importante ressaltar que os switches AFS677 escolhidos nesta topologia suportam não apenas o PTP mas também contam com o recurso TC – *Transparent Clock*. Esta função permite uma compensação do tempo que compreende ao ingresso e egresso dos frames Ethernet quando atravessam as portas dos switches, evitando dessa maneira que este *delay* seja refletido pelo PTP.

### 3.2 O process bus

O conceito aplicado para o *process bus* na DSS São Gonçalo prevê o uso do protocolo HSR para estabelecer a redundância de comunicação como exibe a Figura 4. Como a motivação desta rede é dedicada a uma única finalidade – trazer as informações do pátio da subestação para a sala de controle e não integra diversos equipamentos com múltiplos propósitos como ocorre no caso do *station bus*, o HSR apresenta uma série de vantagens neste sentido:

- Redução de pontos de falhas: Não há switches nesta arquitetura, reduz-se dessa forma um equipamento intermediário de comunicação que pode ser a fonte de uma indisponibilidade de serviço.
- Pelo fato de não haver switches, o nível de *hardening* da solução para a rede mais crítica do projeto é aumentado, uma vez que os ataques cibernéticos *man-in-the-middle* e *replay* não podem ser executados nesta arquitetura pela inexistência de pontos de acesso externos.
- A infraestrutura de instalação de fibras ópticas são mais simples já que a formação de uma anel entre os equipamentos demanda de apenas duas conexões para a sala de controle.
- Menor complexidade de configuração: Como não há equipamentos de comunicação para configurar, não é necessário criar VLANs ou configurar mecanismos de direcionamento de tráfego para controlar a ocupação da banda disponível, tornando as atividades de eventuais manutenções mais objetivas, rápidas e seguras.

As *merging units* SAM600, por sua vez, remetem a um arranjo modular onde cada enrolamento de TC e TP é conectado a uma MU, permitindo uma topologia distribuída para garantir maior disponibilidade e tolerância a falhas N-x de hardware. Os sinais binários e comandos para os disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores são conectados a um outro módulo dedicado a esta finalidade, a SAM600 I/O.

Com o objetivo de reduzir riscos de operação e manutenção, simplificar a engenharia e permitir a expansão da subestação de forma mais simples, as redes de *process bus* são orientadas ao bay e não a subestação inteira. Esta filosofia contribui de forma direta para garantir performance e permite a aplicação de um dos princípios básicos de

cibersegurança (6): a confidencialidade. Isto significa que apenas os equipamentos que necessitam de uma informação (no caso um SMV ou GOOSE) vão recebê-la. Em termos práticos, apenas os dispositivos do bay da linha ouvem o tráfego da linha, e o mesmo ocorre no caso dos bays de transformador.

Admitindo-se que cada conjunto trifásico de MUs geram 5Mb/s devido as suas 80 amostras publicadas por ciclo (7), o arranjo proposto para as topologias de *process bus* da DSS São Gonçalo orientado ao bay contribui de maneira definitiva para o controle de tráfego na rede Ethernet – e isto se torna mais simples com o uso do protocolo HSR.

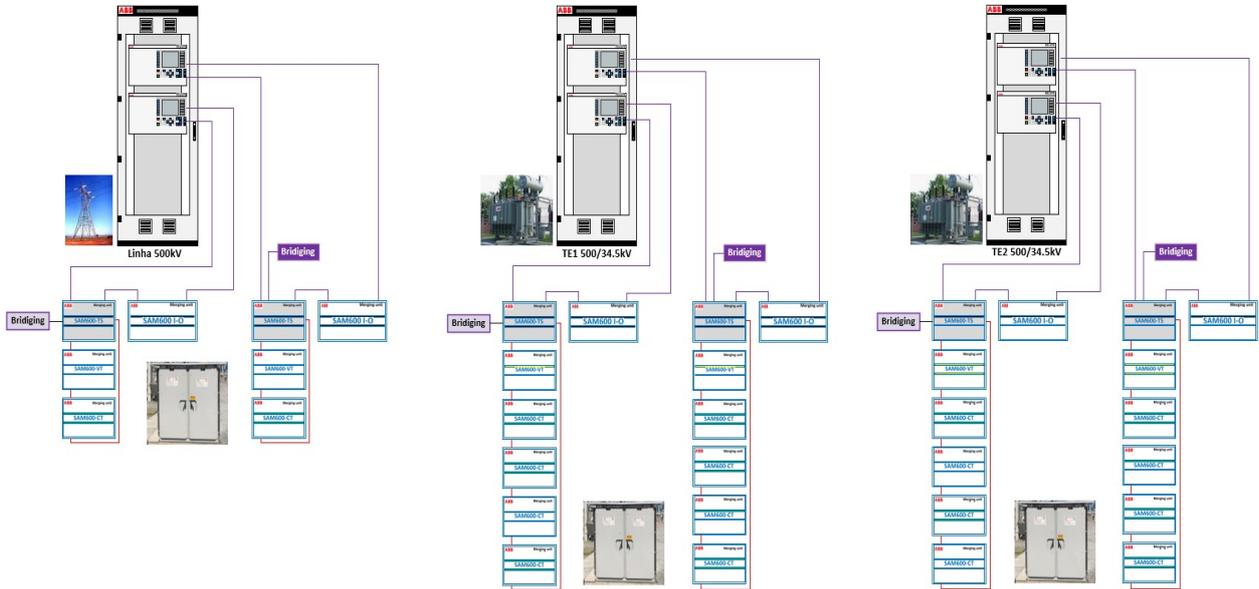


FIGURA 4 – Barramento de processo com as merging units orientadas ao bay em topologia anel com HSR

A Figura 5 demonstra o monitoramento de tráfego na camada de enlace quando os serviços de SMV e PTP são utilizando. Nota-se a quantidade de amostras publicadas, ocupação de banda e a diferença do SMV quanto ao uso do meio de comunicação se comparado a outros protocolos. Tal fato enfatiza a necessidade de desenhos de arquitetura que corroborem com o controle dos recursos oferecidos pela rede.

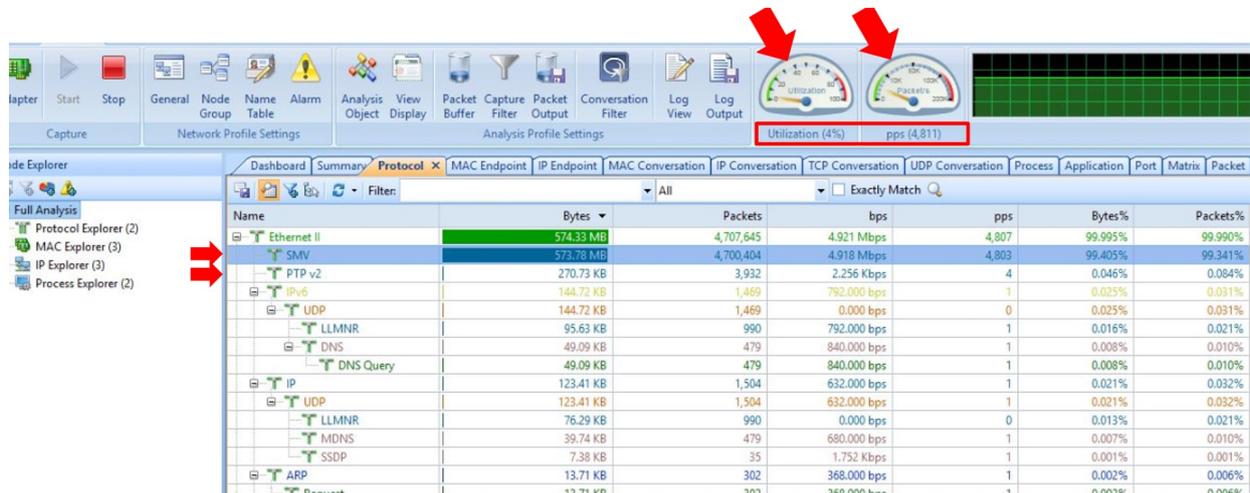


FIGURA 5 – Análise de tráfego no process bus

### 3.3 Sincronismo de tempo

A arquitetura completa é sincronizada por meio do protocolo PTP (8) com a conexão de dois relógios GPS ao *station bus*, de forma redundante, às redes LAN A e LAN B.

Os *frames* do PTP que trafegam em camada de enlace atravessam os switches utilizando a funcionalidade de *transparent clock* e dessa maneira atribuem a estampa de tempo a todos os IEDs. Contudo observa-se que para a rede de *process bus* não há conexão alguma com o GPS para prover os sinais de sincronismo às *merging units*.

Tal particularidade se deve ao fato de um recurso do PTP denominado BC – *Boundary Clock* estar implementado nos IEDs usados neste projeto.

Como o PTP funciona com o mecanismo P2P – *Peer to Peer*, qualquer IED presente no anel HSR do bay pode ser um *master clock* para as *merging units* uma vez que todos eles estão sincronizados pelo *station bus*. A Figura 6 exibe o funcionamento desta técnica, eliminando a necessidade de reservar um cabo de fibras ópticas apenas para sincronizar as MUs nos kiosks instalados no pátio da subestação.

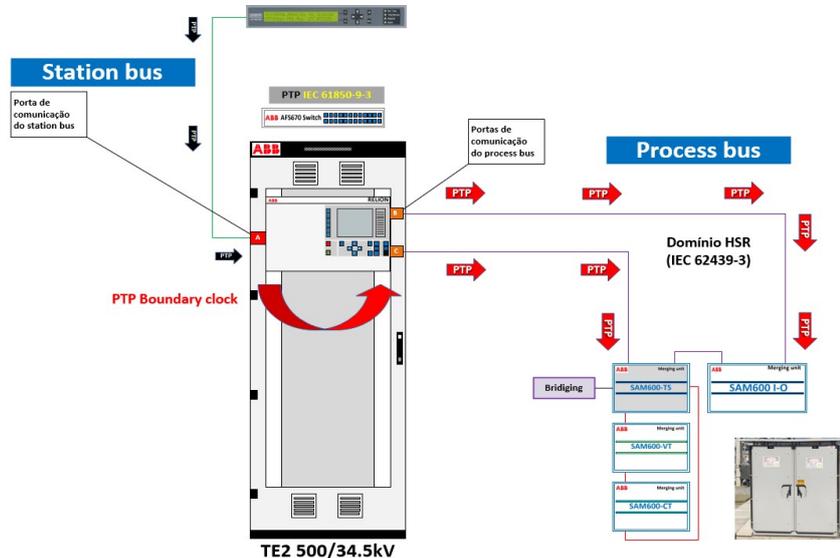


FIGURA 6 – Sincronização com o uso do boundary clock do protocolo PTP

### 3.4 Seleção dos serviços nas portas de comunicação

As interfaces de comunicação dos IEDs e MUs foram configuradas de forma a permitir somente os serviços e geração de tráfego necessários para a rede onde estão conectadas. Esta abordagem, além de contribuir para a garantia de melhor performance da solução proposta, vai de encontro ao princípio de confidencialidade de cibersegurança. A Figura 7 aponta como é executada a seleção dos protocolos ativos em cada porta Ethernet dos IEDs.

Access point	Description	Operation	Redundancy	Physical port A	Physical port B	Subnetwork	IP address	Subnet mask	Default gateway
0	FrontPort	<input checked="" type="checkbox"/>	None	ETH_Front	None	None	10.1.150.3	255.255.255.0	0.0.0.0
1	Station bus A	<input type="checkbox"/>	PRP-1	SFP_301	SFP_302	WA1	192.168.1.10	255.255.255.0	192.0.2.1
3	Accesspoint 3	<input type="checkbox"/>	None	SFP_303	None	None	192.168.3.10	255.255.255.0	0.0.0.0
4	Accesspoint 4	<input type="checkbox"/>	None	SFP_304	None	None	192.168.4.10	255.255.255.0	0.0.0.0
5	Accesspoint 5	<input type="checkbox"/>	None	SFP_3061	None	None	192.168.5.10	255.255.255.0	0.0.0.0
6	Accesspoint 6	<input type="checkbox"/>	None	SFP_3062	None	None	192.168.6.10	255.255.255.0	0.0.0.0

Protocol	PCM600 access	MMS	GOOSE	SNTP3.0	FTP	FST access	SNTP server	PTP (IEEE 1588)
1	<input checked="" type="checkbox"/>							
2	<input checked="" type="checkbox"/>							
3	<input checked="" type="checkbox"/>							
4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>						

FIGURA 7 – Seleção de protocolos nas interfaces Ethernet dos IEDs

## 4.0 - ENGENHARIA, DOCUMENTAÇÃO E DIAGNÓSTICOS: AS FERRAMENTAS IEC 61850

Durante a execução das atividades de desenvolvimento e testes da aplicação foram utilizadas duas ferramentas especiais para manipular objetos da norma IEC 61850 como é apresentado a seguir:

- IET600: Trata-se de um configurador de sistemas IEC 61850 certificado pelo DNV-KEMA para tratar os arquivos SCL quanto suas operações de engenharia de comunicação, fluxo de dados, modificações e ações de

importação/exportação dos SCDs que remetem a descrição das funções presentes na subestação. Por meio do IET foram realizadas todas as parametrizações de comunicação para o *station* e *process bus* além da geração de um outro importante quesito: a documentação com o fluxo de interação entre os IEDs, *merging units* e sistema SCADA com o uso dos protocolos SMV, GSE e MMS. Como os diagramas esquemáticos em sua representação tradicional dos I/Os não se aplicam mais em soluções de DSS no que tange aos painéis de proteção e controle, as tabelas com endereços MAC e IP, prioridades de tráfego, identificação de VLANs e a determinação dos publishers/subscribers bem como a declaração dos clientes e servidores da rede se fazem necessárias. Enquanto a configuração fora executada na fase de engenharia do sistema, automaticamente o IET gerou estas informações que fazem parte dos entregáveis para a concessionária de energia visando a manutenção e ampliações futuras.

- b. ITT600: É uma ferramenta usada para testes e diagnósticos de aplicações IEC 61850 em subestações digitais. Com o uso deste recurso foi possível verificar todo o fluxo de dados entre todos os dispositivos que fora desenhado na fase de configuração com a importação do arquivo SCD. Ainda pode-se analisar, de forma gráfica, a publicação de todas as mensagens GOOSE e SMV que foram declaradas entre as MUs e IEDs com o propósito de comprovar o correto funcionamento da arquitetura, e detectar eventuais anomalias com base na informação disponível em relação aos bits de qualidade presentes nas mensagens de tempo real. Adicionalmente também foram simulados pelo ITT os IEDs, a caráter de testes da base de dados do SCADA nível 2, tendo como princípio o modelo de dados declarado no arquivo SCD.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Um sistema de proteção e controle que depende das redes de comunicação Ethernet demanda de cuidados especiais no que tange à arquitetura e os serviços que serão disponibilizados por esta arquitetura. A ocupação de banda de rede, performance, disponibilidade, interfaces e sincronização são quesitos que devem ser avaliados de maneira minuciosa, ainda mais em uma subestação de 500kV cujos cenários, no caso do SIN, remetem às expansões constantes dos empreendimentos. Dessa forma, é conveniente que as topologias de comunicação sejam implementadas com critérios que permitam as ampliações por meio de procedimentos mais simples e sem oferecer maiores riscos aos bays que estão em funcionamento, inclusive permitindo a interoperabilidade.

Um outro aspecto importante é a documentação da aplicação digital IEC 61850. É fato que existem mudanças significativas no projeto elétrico (esquemáticos e construtivos) e que o desenho da arquitetura de sistemas é elevado a um grau de importância sem precedentes uma vez que deve indicar quais são os recursos de comunicação que estão disponíveis, assim como exibir os limites entre as redes de *station* e *process bus* e as técnicas de redundância a elas atribuídas (quando aplicável). No caso dos diagramas esquemáticos, deve-se adicionar as tabelas de publicação e subscrição das mensagens GSE e SMV bem como suas prioridades, identificação de VLANs, endereços IP e relacionamento entre os IEDs/SCADA neste fluxo de dados.

É justamente neste contexto que as ferramentas IEC 61850 usadas neste projeto – o gerenciador IET600 e o software de análise e diagnósticos ITT600 - tiveram um papel fundamental na qualidade da documentação e agilidade em produzir estas tabelas enquanto a configuração dos equipamentos era desenvolvida, que será de grande valia para as equipes de manutenção e engenharia da concessionária durante todo o período de concessão. Adicionalmente foram observados também itens de cibersegurança quanto à confidencialidade das informações e com a implementação de uma topologia no *process bus* que reduz a possibilidade de ataques invasivos.

A aplicação da subestação São Gonçalo 500kV foi desenhada e planejada para concretizar as vantagens preconizadas pelo uso das técnicas das subestações digitais conforme a norma IEC 61850, observando-se os temas mencionados anteriormente, sugerindo uma abordagem para construir projetos de DSS com qualidade e escalabilidade. Como os dados relevantes para seu funcionamento são disponibilizados em suas redes de estação e processo, uma possível contribuição futura deste artigo é a exploração da gestão de ativos inteligente contando com a introdução de algoritmos para predição de falhas e sistemas de monitoramento conectados ao *station bus* e assim proporcionar um gerenciamento de OPEX mais efetivo durante o período de concessão.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) FRONTIN, S. Equipamentos de alta tensão: Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas. 1. ed. Rio de Janeiro, 2014.
- (2) LIMA, A. UML 2.5 do requisito à solução. 1. ed. São Paulo: Editora Érica, 2014.
- (3) MEIER, S.; WERNER, T. Performance considerations in digital substation applications. Disponível em <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=4CAE000404&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Acesso em 02 ago. 2018.

(4) INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62439-3: High availability automation networks – Part 3: PRP and HSR. 1. Ed. Geneva, Switzerland, 2012. 60p.

(5) BAUMGARTNER, B.; RIESCH C.; SCHENK W. IEC 61850-9-3: Will simplicity supersede complexity? Disponível em <https://www.omicron-lab.com/applications/detail/news/iec-61850-9-3-will-simplicity-supersede-complexity>. Acesso em 20 abr. 2019.

(6) \_\_\_\_\_. IEC 62351: Power systems management and associated information exchange – Data and communications security. 1. ed. Geneva, Switzerland, 2018. 11 parts.

(7) UCA INTERNATIONAL USERS GROUP: Implementation guideline for digital interface to instrument transformers using IEC 61850-9-2. Raleigh, NC, 2004. 31p.

(8) \_\_\_\_\_. IEC 61850-9-3: Precision time protocol for power utility automation. 1. ed. Geneva, Switzerland, 2016. 18p.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Julio Oliveira tem mais de 20 anos de experiência dedicados à automação de subestações. É pós-graduado em Redes de Computadores pela UNICSUL, mestre em Engenharia de Computação pelo IPT-SP e MBA em Gestão Estratégica de Negócios pela FGV-SP. Trabalha na área de *Grid Automation* da ABB desde 1994, tendo participado da elaboração e teste de sistemas para várias concessionárias de energia elétrica no Brasil. Em 2005, colaborou para o desenvolvimento de software e integração de IEDs realizados na ABB Suécia. É membro do Cigré Brasil e autor de publicações técnicas na área de automação de subestações. Atualmente é responsável pelas aplicações e soluções de subestações digitais e esta atividade promoveu a primeira subestação digital na América Latina com os recursos mais recentes da norma IEC 61850 – station bus/ process bus.



Alexandre de Barros Arcon, brasileiro, natural de São Paulo, SP, é Engenheiro Eletricista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e Mestre em Sistemas de Potência pela mesma instituição. Atualmente, é Gerente Geral de Engenharia da área de Subestações e Power Quality Systems da Divisão de Power Grids da ABB. Possui 27 anos de experiência em engenharia relacionada a subestações e sistemas de potência. Elaborou diversos trabalhos relacionados a subestações, equipamentos de alta e média tensão e qualidade de energia, publicados em seminários nacionais e internacionais, tais como SNPTEE, IEEE T&D, SBQEE e CIGRÉ.