



GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÃO PARA SISTEMAS ELÉTRICOS - GTL

SINCRONISMO TEMPORAL E AS SUAS IMPLICAÇÕES EM SUBESTAÇÕES COM BARRAMENTO DE PROCESSO IEC 61850

CARLOS ALBERTO DUTRA(1);SERGIO LUIZ ZIMATH(1);LUCIANO MENDES DE FREITAS(2);RUBENS JOSÉ NASCIMENTO(2);GILMAR FRANCISCO KREFTA POWEROPTICKS(1);ENGIE(2)

RESUMO

A importância dada ao sincronismo de tempo aumentou significativamente com a digitalização dos equipamentos de proteção, automação e controle. Atualmente ele é parte fundamental em aplicações que envolvem transformadores ópticos, merging units e todo o ambiente baseado na norma IEC 61850. Diferenças temporais em função da má qualidade dos relógios ou por falta de visibilidade de satélites que o disciplinam, podem levar a instabilidades nos sistemas de medição das grandezas elétricas a ponto que comparações entre diferentes dispositivos sejam inviabilizadas, pondo em risco todo o sistema de proteção. Neste trabalho são feitas considerações para que se minimize este problema.

PALAVRAS-CHAVE

Sincronismo temporal, PTP, barramento de processo, IEC 61850, LPIT, merging unit, GNSS

1.0 INTRODUÇÃO

Historicamente, a necessidade de sincronismo temporal nas subestações sofreu uma evolução. Inicialmente esteve relacionada com a análise de ocorrências em campo. Os equipamentos mantinham o seu relógio sincronizado com uma base de tempo única para que assim os dados gerados por cada equipamento pudessem ser comparados e facilitasse o entendimento da sequência dos acontecimentos. Neste cenário, a precisão requerida para o sincronismo não era crítica. Com o surgimento de outras aplicações como a localização de faltas por ondas viajantes ou medições de sincrofasores, a estabilidade e a precisão do sincronismo passaram a ser vistos como itens importantes pois interferiam nos resultados obtidos por estas aplicações.

Com a chegada da norma IEC 61850 [1], uma gama maior de equipamentos opera conjuntamente, utilizando uma rede de comunicação trocando informações críticas sobre todo o sistema de proteção, automação e controle da subestação, como é o caso dos Sampled Values (SV) no barramento de processo. Observa-se que neste ambiente o sincronismo temporal também passa a ser um item de maior criticidade pois podem interferir no comportamento dos sistemas de proteção.

Este documento apresenta informações pertinentes ao sincronismo temporal mostrando as implicações caso haja degradação de sua qualidade. Na seção 2 são apresentadas formas de sincronização de tempo e os protocolos mais usuais. A seção 3 trata do barramento de processo baseado na norma IEC 61850. Na seção 5 são discutidos os aspectos relacionados com a estabilidade do sincronismo de tempo e os seus impactos nos sistemas de proteção e na seção 6 são trazidas as conclusões do trabalho.

2.0 FORMAS DE SINCRONIZAÇÃO TEMPORAL

Existe uma grande variedade de soluções para a sincronização de tempo de equipamentos em instalações elétricas. Inicialmente a norma IEC 61850 adotou o sinal de PPS (Pulso por segundo), onde a cada virada do segundo é emitido um pulso elétrico. Apesar de prover boa precisão, o pulso elétrico possui a limitação de não carregar consigo outras informações importantes para o sincronismo como o estado da fonte e o horário em si. Alternativamente, o formato IRIG-B, que é o mais conhecido e utilizado nos ambientes de subestação, fornece informações completas de tempo, porém requer uma interligação ponto a ponto, ficando em desacordo com os conceitos de interconexão adotados pela IEC 61850. Diante dessas limitações, a norma IEC 61850 em sua versão 2 já trouxe o PTP (Precision Time Protocol), definido na norma IEEE 1588 [2], como a fonte mais apropriada para que as informações de tempo sejam tratadas pelos seus IEDs (*Intelligent Electronic Devices*).

A base das informações de tempo é um sistema de satélites conhecido como Global Navigation Satellite System (GNSS). Estes satélites enviam do espaço dados de posicionamento e tempo para os receptores instalados nos equipamentos em terra. Estes equipamentos conhecidos como relógios baseados em satélites ou relógios GNSS, processam estes dados para prover as informações de tempo em diferentes formatos.

2.1 IRIG-B

IRIG-B é a versão mais difundida do formato de transmissão de tempo desenvolvido pelo Inter-Range Instrumentation Group (IRIG), grupo responsável pela elaboração de normas para o Range Commanders Council (RCC) das forças armadas dos Estados Unidos. O IRIG-B é composto por repetidos frames de 100 bits, contendo informações de dia, hora, minuto e segundos codificados em BCD (*Binary Coded Decimal*) e opcionalmente com os campos CF (*Control Functions*) e SBS (*Straight Binary Seconds of Day*). Cada bit é representado por uma largura de pulso diferente, Bits de referência indicam marcações específicas e permitem que os equipamentos receptores disciplinem os seus relógios internos com precisão de microssegundos.

Com a entrada em operação das unidades de medição fasorial (PMU – *Phasor Measurement Units*) no setor elétrico o conteúdo do frame foi atualizado pela norma IEC 60255-118-1 [3] adicionando informação de ano, fuso horário, horário de verão e qualidade do tempo transmitido, ficando assim o frame dependendo de duas normas. Na aplicação do sinal de IRIG-B devem ser observadas questões de arquitetura como a topologia em que vários equipamentos são ligados a um relógio, utilização de distribuidores e *transceivers*, isolamento elétrica e deve-se ainda considerar a adição de mais uma rede exclusiva para sincronização, além da rede já utilizada para comunicação de dados.

2.2 PRECISION TIME PROTOCOL (PTP)

O protocolo PTP foi desenvolvido para obter dados sincronizados com uma elevada precisão utilizando a rede de comunicação Ethernet como meio físico. Sua primeira versão foi publicada pela IEEE em 2002. A norma foi atualizada em 2019 para atender as necessidades dos requisitos de telecomunicações e sistemas de energia. O PTP prevê o suporte por hardware para as estampas de tempo que são transmitidas e recebidas, sendo imune aos atrasos de processamento nos relógios, switches e IEDs clientes, permitindo atingir precisão abaixo de nanossegundos. Para que isto aconteça é necessário que todos os equipamentos aplicados na rede em que transita o sinal de sincronismo estejam implementados com o protocolo PTP e estejam operando com o mesmo nível de precisão.

Conforme relatado em [4], o protocolo PTP é baseado em uma arquitetura cliente servidor em que mensagens são trocadas para determinar o offset e o atraso relativo ao tráfego na rede entre os relógios dos clientes em relação ao servidor. Para sincronizar o relógio do cliente em relação ao do servidor é necessário ajustar a frequência dos relógios e compensar o offset entre eles. Para ajustar a frequência, são enviadas continuamente mensagens de Sync, conforme mostrado na Figura 1. Se o relógio mestre não possuir suporte para enviar a estampa de tempo t1 na própria mensagem Sync, é enviada então uma segunda mensagem Follow_Up contendo a estampa de tempo t1. O cliente recebe a mensagem Sync e guarda a estampa de tempo t2 do momento da chegada. A frequência do relógio do cliente é ajustada de forma que o intervalo entre o envio das sucessivas mensagens Sync sejam iguais ao intervalo entre suas recepções, ou seja:

$$t1_{k+1} - t1_k = t2_{k+1} - t2_k.$$

Para o ajuste do offset entre os relógios dos clientes e o relógio do servidor, é necessário se medir o tempo de atraso do tráfego de mensagens na rede (*round trip time*). Para tanto, o cliente envia mensagens de Delay_Req para o servidor, guardando o momento de envio t3, e o servidor responde com a mensagem Delay_Resp, contendo a estampa de tempo t4 do momento da recepção da mensagem Delay_Req pelo servidor. Considerando que os tempos de envio e resposta são simétricos, então se pode calcular o atraso e o offset como:

$$\text{Delay} = \frac{[(t2 - t3) + (t4 - t3)]}{2}$$

$$\text{Offset} = \frac{[(t2 - t1) - (t4 - t3)]}{2}$$

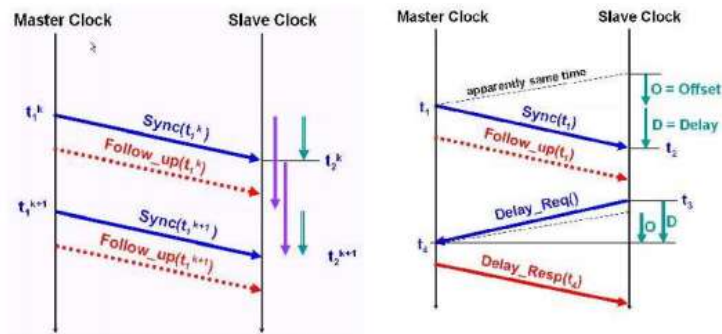


Figura 1 – Diagrama de tempo das mensagens do protocolo PTP.

Para que o protocolo PTP alcance precisão de nanossegundos, é necessário que todos os elementos de rede (relógio, switches e clientes) possuam suporte ao protocolo PTP em hardware. Esse suporte consiste na captura e geração de estampas de tempo diretamente na interface de rede. A Figura 2 mostra o funcionamento do protocolo PTP quando assistido por hardware:

- Quando o relógio envia o pacote com a estampa de tempo T_0 , essa só é adicionada ao pacote no momento em que a interface de rede o envia, evitando assim os atrasos ocorridos pela espera de processo mais prioritários e das camadas de protocolos de comunicação;
- No switch, é cronometrada a variação do tempo de chegada até o tempo de saída (Δt_0), sendo essa compensada ou informada no pacote que sai do switch;
- Por último, no cliente, o hardware guarda o momento em que o pacote chega à interface de rede, disponibilizando-o para quando o processo PTP necessitar.

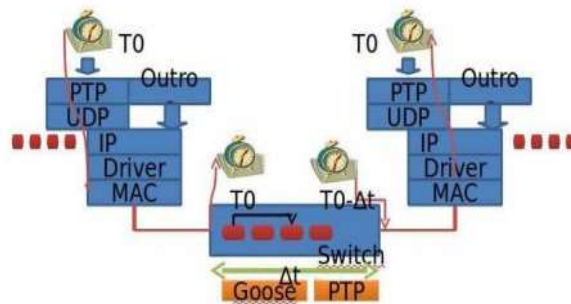


Figura 2 – Diagrama de auxílio de hardware do protocolo PTP.

3.0 BARRAMENTO DE PROCESSO

O setor elétrico vem sofrendo uma rápida e expressiva transformação tecnológica com a aplicação dos conceitos da norma IEC 61850 no sistema de automação, proteção e controle das subestações. Novas subestações já são planejadas e construídas considerando estes conceitos por conta das várias vantagens tanto de operação e manutenção quanto pela sua relação custo/benefício para a implantação.

Neste conceito, os dispositivos da subestação, incluindo os do pátio, se interligam não mais por um conjunto de inúmeras conexões elétricas, mas sim, por uma rede de comunicação. Esta comunicação é baseada em protocolos padrão e em uma estrutura de rede devidamente preparada para garantir a importância dos dados ali trafegados e a segurança do sistema. Diferentes níveis de comunicação são definidos pela norma, entre eles está o barramento de processo. Nele há a interconexão lógica entre os dispositivos de atuação e de medição do pátio da subestação com os demais equipamentos de proteção, automação e controle. Para realizar a interface entre os Transformadores de instrumentação (TIs), tanto os convencionais quanto os de baixa potência (LPITs – *Low Power Instrument Transformers*), são utilizadas as chamadas Merging Units, que amostram e digitalizam os sinais dos TIs e os enviam no barramento de processo em mensagens normatizadas conhecidas como Sampled Values para os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de proteção, automação e controle.

Existem casos particulares em que as informações do barramento de processo são compartilhadas em diferentes subestações de energia elétrica, como o caso dos esquemas de proteções diferenciais de linha. As medições de ambas as extremidades são enviadas para os relés de proteção das subestações para que as decisões sejam tomadas.

Com o barramento de processo, é natural que as informações de sincronismo temporal também sejam transmitidas utilizando a rede Ethernet pré-existente. Desta forma ganha força a utilização do PTP como fonte de sincronismo. A

norma IEC 61850 traz o PTP como a forma de sincronização indicada. Com isto, pressupõe-se que a infraestrutura do barramento de processo contenha equipamentos que o suporte.

4.0 ESTABILIDADE DO SINCRONISMO TEMPORAL E OS IMPACTOS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Em sistemas de aquisição de dados, os sinais de sincronismo temporal são a base para que se mantenha a estabilidade do sistema de medição. Os LPITs ou *Stand Alone Merging Units* necessitam enviar Sampled Values com uma taxa de 80 pontos por ciclo. Isto significa que a cada 208,333 microssegundos uma amostra precisa ser enviada. Este espaçamento entre amostras precisa ser respeitado para que os equipamentos que fazem uso destas medidas possam reconstruir de forma fidedigna a onda digitalizada e realizar as ações necessárias. Tomando-se como exemplo aplicações de medição sincrofásorial, o deslocamento de 1 microssegundo na aquisição leva a um erro associado de 1,73 graus elétricos na indicação do sincrofásor.

A Figura 3 mostra uma situação crítica em que um circuito de 138 kV, por problemas de perda de sincronismo temporal, teve o sequenciamento de envio dos SV alterado por parte da Merging Unit, levando a uma deformação na forma de onda de corrente. Nesta situação o IED de proteção atuaria de forma incorreta, abrindo o circuito.

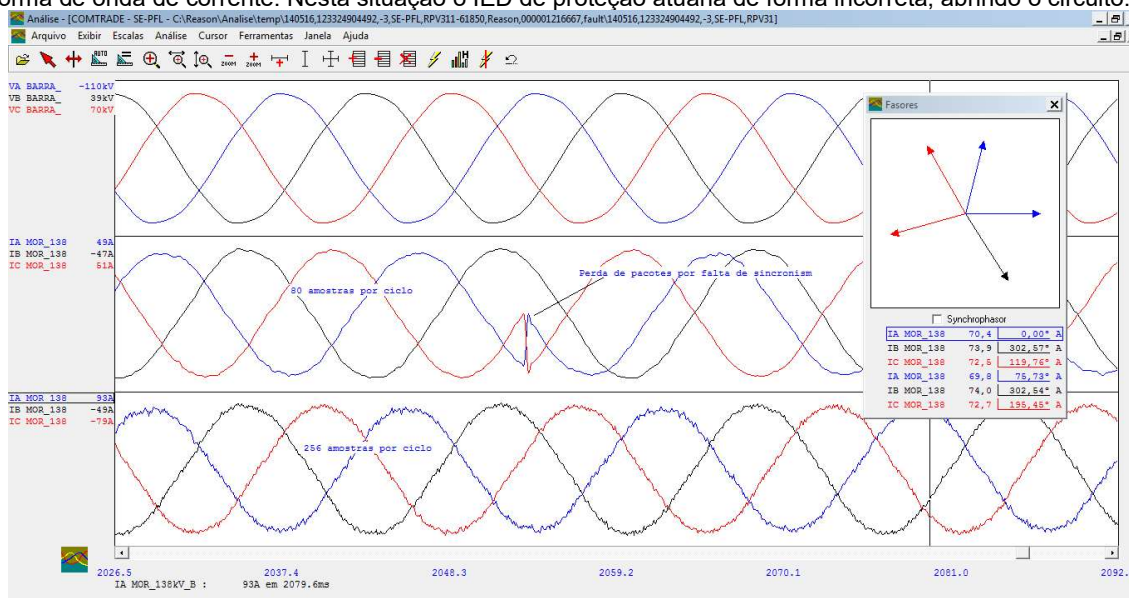


Figura 3 – Registro de oscilografia de um evento devido a uma falha do sincronismo temporal.

Outro ponto crítico recorre sobre a disponibilidade e qualidade requerida do sinal de sincronismo em todos os locais de medição. A norma IEC 61850 indica que o estado do sincronismo temporal das Merging Units seja sinalizado nos pacotes de Sampled Values. Os estados possíveis são:

- Não sincronizado: o relógio interno da Merging Unit não está sincronizado com nenhuma fonte de sincronismo externo e a taxa de aquisição pode variar livremente com as variações do seu cristal interno.
- Sincronizado localmente: o seu relógio interno está em *locked* com uma fonte de sincronismo externa, porém a Merging Unit reconhece que o relógio externo não está em *locked* com a fonte de sincronismo primária (por exemplo, o relógio sincronizado por satélites não possui satélites visíveis suficientes). Esta informação é primordial quando se necessita comparar medidas de locais distintos.
- Sincronizado globalmente: além do relógio interno estar em *locked* com a fonte de sincronismo externa, esta fonte também está em *Locked* com a sua referência. Logo, se forem realizadas análises comparativas das medidas em qualquer local, elas estarão na mesma referência de tempo.

Partindo-se deste conceito, pode-se avaliar duas situações práticas onde a aplicação do sincronismo de tempo pode afetar o sistema de proteção de uma linha de transmissão de energia.

Considerando o sistema de proteção mostrado na Figura 4 e que possui como fonte de sinal de sincronismo um relógio GNSS. Se durante uma tempestade houver uma perda significativa do número de satélites visíveis, o relógio permanecerá fornecendo informação de tempo, porém com uma qualidade inferior por ter perdido a referência. Entretanto, todos os equipamentos que utilizam este relógio estarão na mesma base de tempo entre si, o que minimiza problemas de coordenação entre os equipamentos.

Porém em uma segunda situação em que há um esquema de proteção diferencial, como mostrado na Figura 5, os equipamentos dos dois lados da linha, precisam estar na mesma base de tempo para que as medições possam ser comparadas adequadamente.

Se a fonte de sincronismo para os equipamentos de uma das extremidades da linha vir a ter degradação da qualidade do sinal da sua fonte primária, as medidas produzidas nesta extremidade da linha poderão ser afetadas e consequentemente levará a uma operação equivocada do sistema de proteção diferencial, e que pode ser catastrófico e gerar prejuízos financeiros para os agentes envolvidos. O limite de diferença de tempo adotado pelo setor elétrico para que não ocorra atuação acidental da proteção diferencial (87L) é de $1\mu s$.

Diferentes soluções podem ser abordadas para que o sincronismo se mantenha estável:

- Relógios baseados em satélites que sejam multi-constelação: Inicialmente os relógios disponíveis permitiam a sincronização apenas com os satélites do sistema americano GPS (Global Positioning System). Novos sistemas como o russo GLONASS, o europeu Galileo e o chinês Beidou foram lançados e novas gerações de receptores chegam ao mercado com suporte a estes outros sistemas. Desta forma, é possível se ter um número mais significativo de satélites acessíveis e manter a estabilidade do sinal de sincronismo em localidades onde antes se tinha pouca visibilidade.

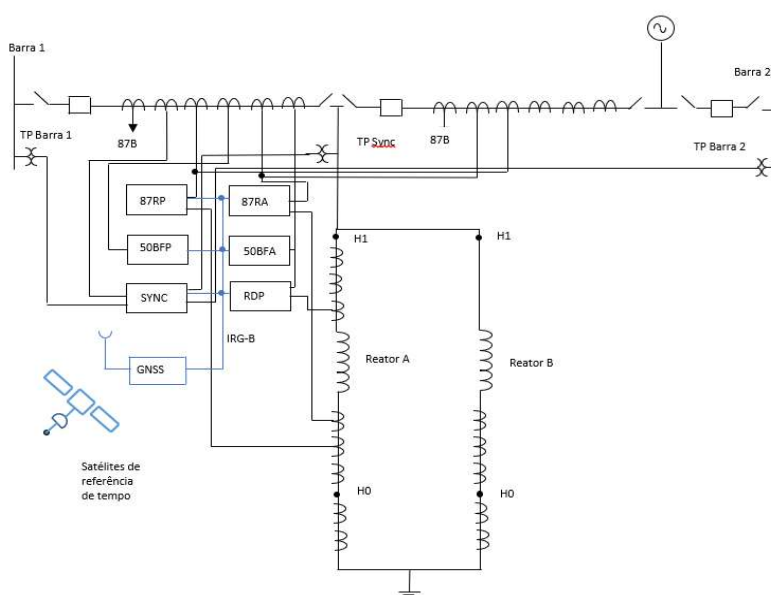


Figura 4 – Sistema de proteção com sincronismo temporal local.

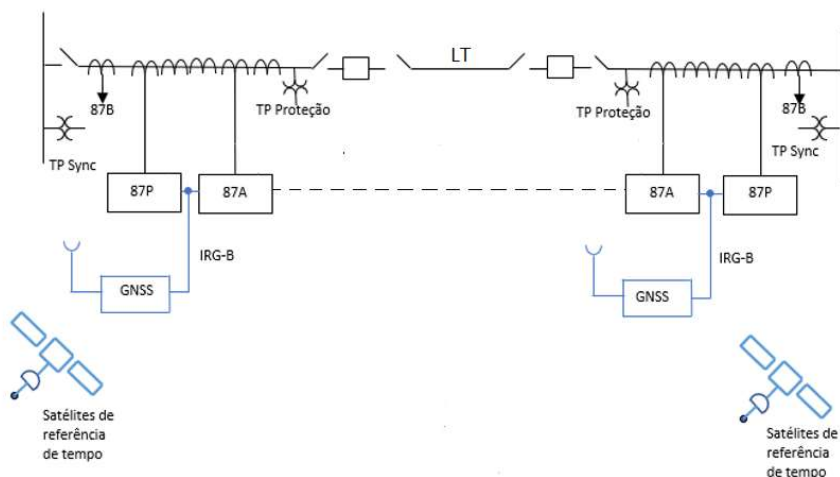


Figura 5 – Sistema de proteção diferencial.

- Relógios redundantes: o uso do PTP permite que intrinsecamente várias fontes de sincronismo (*master clocks*) estejam operando na mesma rede. Apenas um deles é o escolhido para prover a referência de tempo para os demais equipamentos. Caso este tenha alguma degeneração na qualidade do seu sinal, outro relógio é automaticamente escolhido para ser o novo *master* da rede. Para aumentar o nível de redundância pode-se considerar o uso de relógios de fabricantes diferentes na rede.
- Osciladores com tempo de escorregamento menores: utilização de relógios que possuem circuitos e osciladores internos que preservam o sinal estável por um tempo maior mesmo que a sua referência primária tenha sido perdida. Essas classes de osciladores possuem características desde o controle interno de temperatura dos cristais até a utilização de elementos atômicos como o Rubídio.

A escolha de qual solução adotar, depende da resposta dada a duas perguntas básicas: Quanto tempo se aceita de permanência sem o sinal dos satélites e quanto de desvio de tempo (fase) é possível neste tempo?

A parte 90-5 da norma IEC 61850 [5] orienta que “quando a distribuição do tempo absoluto é crítica, a subestação deveria possuir dois servidores de tempo redundantes” e cita que isto se deve a possíveis situações como *jamming*, localização geográfica ou mesmo por conta de tempestades solares que afetam os satélites. Entretanto, a norma sugere que “estes servidores deveriam ser de tipos diferentes e é recomendado o uso de relógios atômicos como um backup”. Considerando esta orientação, propõe-se a seguinte arquitetura de sincronismo conforme mostrada da Figura 6.

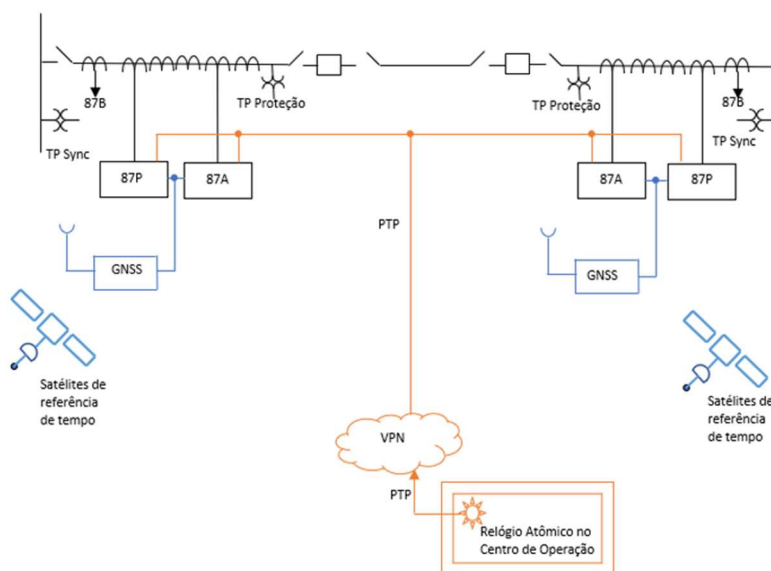


Figura 6 – Proposta de sincronização temporal com redundância por relógio atômico.

Nesta arquitetura, está proposta uma topologia em que a partir de uma rede fechada VPN (*Virtual Private Network*), seja criado um caminho para que mensagens PTP de um relógio baseado em osciladores de Rubídio instalado no Centro de Operação do Sistema (COS), forneça o sincronismo como suporte aos relógios instalados nas subestações.

A sugestão de colocar relógios atômicos no COS e não na própria subestação se deve ao fato de tais relógios serem algumas ordens de grandeza mais caros que os com osciladores convencionais e que o COS tem um serviço ativo de comunicação com todas as subestações via uma rede de larga área (*Wide Area Network – WAN*). Desta forma, se minimizaria o impacto do custo da solução nas subestações uma vez que os relógios locais manteriam a especificação atual, sendo inclusive os preferenciais para a sincronização dos IEDs, porém se teria um backup seguro em situações específicas.

5.0 CONCLUSÕES

A importância do sincronismo aumentou significativamente com a digitalização dos equipamentos de proteção automação e controle. Atualmente a função sincronismo é parte fundamental em aplicações que integram transformadores ópticos (LPITs), protocolo IEC 61850, medição sincrofásorial, localização de faltas por ondas viajantes, dentre tantas outras aplicações.

A escolha da forma de sincronismo adotada é fundamental. No cenário em que há o barramento de processo, métodos de sincronismo que envolvem redes são naturais. A escolha das características do equipamento, como tipo de oscilador ou arquitetura para prover redundância também necessitam ser consideradas.

A arquitetura proposta com relógios atômicos instalados em COS pode ser uma boa alternativa a suprir as necessidades de sincronismo em momentos em que haja degradação do estado local. Entretanto também dependem de que a rede de comunicação do COS com a subestação esteja preparada para prover a infraestrutura requerida para o sincronismo PTP.

É natural que os novos dispositivos LPIT e as *Stand Alone Merging Units* já sejam fornecidos com o suporte ao sincronismo por rede via PTP. Explorar essa capacidade abre uma possibilidade para que se acelere a modernização dos sistemas de sincronização temporal nas subestações, permitindo que relógios GNSS com novas tecnologias sejam empregados, se minimize a taxa de perda de sincronismo e aumente a segurança do sistema elétrico.

O uso do barramento de processo nas subestações é uma tendência natural por conta dos vários benefícios que já são amplamente discutidos. O sincronismo temporal no barramento de processo é peça fundamental para o bom funcionamento do sistema de proteção. Negligenciá-lo pode-se trazer riscos técnicos e financeiros expressivos para a operação do sistema elétrico como um todo.

Este trabalho é realizado como parte do projeto PD-00403-0047/2019 do programa P&D ANEEL, intitulado “Cabeça de Série do Transformador Eletrônico de Corrente Óptico – TECO-MR”, no âmbito do programa de P&D da ENGIE Brasil regulado pela ANEEL.

6.0 REFERÊNCIAS

- [1] IEC 61850-SER Series, “Communication networks and systems for power utility automation – All Parts”, 2021
- [2] IEEE 1588-2019, “IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems”, 2018
- [3] IEEE/IEC 60255-118-1-2018, “IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements”, 2018
- [4] Zimath, Sergio L.; Dalmás, Marcelo; Dutra, Carlos A.; “Sincronização Temporal de Equipamentos Usando Rede Ethernet – Análise do Estado da Arte”, XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, 2011.
- [5] EC TR 61850-90-5:2012, “Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118”, 2012

DADOS BIOGRÁFICOS



Carlos Alberto Dutra nasceu em Florianópolis/SC (1974). Engenheiro de Controle e Automação graduado pela UFSC (1999), MBA em Administração Global pela SOCIESC/UNICA (2007) e especialização em Mecatrônica pelo IFSC (2017). Mais de 20 anos de experiência em desenvolvimento de produtos, incluindo registradores de perturbação, localizadores de faltas por ondas viajantes, relógios baseados em satélites e equipamentos baseados em IEC 61850. Desde 2020 trabalha na PowerOpticks no desenvolvimento de um TC óptico.

(2) GILMAR FRANCISCO KREFTA

GILMAR FRANCISCO KREFTA é nascido em Curitiba, PR. Graduação em Engenharia Elétrica pela UTFPR em 1985. Especialização em Tecnologia Digital em 1998 pela UTFPR. Mestrado em Sistemas de Energia pela UFPR em 2008. Exerceu a função de Engenheiro de Operação do Sistema na Copel G&T desde 1988 até 2019. Consultor K Pesquisas desde 2021.

(3) SERGIO LUIZ ZIMATH

Formado em engenharia de controle e automação pela universidade federal de Santa Catarina, trabalhou por 20 anos na área de desenvolvimento de produtos onde foi responsável por diversos produtos que atualmente fazem parte da linha Reason da GE. Atualmente dedica-se às empresas Aqtech e Poweropticks contribuindo no desenvolvimento e administração das empresas.

(4) LUCIANO MENDES DE FREITAS

Graduado em Tecnologia em Eletrônica pelo CEFET em 2003, Engenharia de Controle e Automação pela FAG em 2007, Engenharia Elétrica pela SATC em 2014 e Especialista em Gerenciamento de Projetos pelo SENAI em 2016. Atualmente é Engenheiro de Manutenção de Ativos de Sistemas na Usina Hidrelétrica de Itá.

(5) RUBENS JOSÉ NASCIMENTO

Engenheiro eletricista, pela Universidade Federal de Santa Catarina turma 1986, pós-graduação em Produtividade e Qualidade (Universidade do Sul de Santa Catarina) e MBA Gestão Empredarial - FGV. Atualmente exerce a função de Gerente da Unidade Organizacional Engenharia de Manutenção de Ativos de Sistemas da ENGIE Brasil Energia, com passagens pela CELESC, ELETROSUL, GERASUL e TRACTEBEL ENERGIA. Profissional no mercado desde 1986, além de possuir atividade docente na Área de Sistemas de Potência e trabalhos publicados em revistas especializadas.