



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GTL/17
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – XV

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

PLANEJAMENTO DA SINCRONIZAÇÃO DAS NOVAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

**Cristiano Henrique Ferraz(*)
NETCON LTDA.**

**Eduardo Lopes Vasconcelos
NETCON LTDA.**

**Eduardo Camargo Langrafe
NETCON LTDA**

RESUMO

A crescente automação do sistema eletroenergético e a introdução dos padrões IEC 61850 criam novas necessidades e ensejam novas formas de distribuição de sincronismo de tempo, frequência e fase nas subestações e usinas. A crescente necessidade de sincronismo exato para funções como a medição fasorial, o uso de IEDs inteligentes e a necessidade de um sequenciamento exato e preciso de eventos exige novas soluções para uma distribuição segura de sincronismo. O presente estudo trata de uma solução integrada de sincronismo com uma nova arquitetura e novos equipamentos para garantir a continuidade, a exatidão e a precisão do sincronismo na rede.

The growing automation and the introduction of the IEC 61850 standards in the grid create new requirements and demand new ways to distribute time, frequency and phase synchronization in substations and power plants. The growing need for accurate sync for functions such as phasor measurements, the use of intelligent IEDs and the need for a precise and accurate sequencing of events demand new solutions for a reliable distribution of synchronization. The present study deals with an integrated approach using a novel architecture and new equipment to assure the continuity, accuracy and precision of synchronism in the grid.

PALAVRAS-CHAVE

Sincronismo, PMU, IEEE-1588, PTP, Power-Profile, IEEE C37-238,

1.0 - INTRODUÇÃO

A sincronização das redes elétricas de corrente alternada (*AC Power Grid*) tem sido uma preocupação constante dos operadores. Uma falta de sincronização entre geradores pode fazer com que uma grande quantidade de energia seja dissipada no sistema, com possibilidade de danos importantes aos ativos da rede e com risco da integridade física de pessoas. Essa necessidade tem sido estudada desde os primórdios da indústria de energia elétrica, e técnicas para sincronizar a geração à rede elétrica foram desenvolvidas e encontram-se estabelecidas e implantadas.

Contudo, tem-se dedicado menos atenção à necessidade de sincronizar os equipamentos de controle, de automação, de monitoração (funções de medição) e de proteção do sistema elétrico que fazem parte das subestações e usinas modernas e têm sido uma preocupação tanto nos projetos quanto na operação do sistema.

O aumento da demanda de energia, a diversificação da geração e da distribuição, a entrada de fontes não tradicionais de energia, a menor disponibilidade de pessoal para a operação de manutenção dos ativos, a flexibilidade na seleção dos caminhos por onde a energia é transportada, juntamente com o avanço na tecnologia de automação, tem introduzido grandes mudanças nos processos operacionais das empresas. As decisões sobre despacho de carga e encaminhamento da energia já não atendem apenas a critérios técnicos relativos à demanda, geração e otimização de uso da rede; também são levados em consideração fatores como preços pontuais

estabelecidos em um mercado cada vez mais competitivo de energia. A necessidade de medir e monitorar a rede cresce constantemente.

As aplicações que requerem sincronismo na rede elétrica são as seguintes:

- Dispositivos de registro de falhas e distúrbios do sistema energético;
- Registradores de sequência de eventos;
- Unidades de medição precisa de sincrofasores (PMUs);
- Testes do esquema de teleproteção sincronizado fim a fim;
- Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS) para registradores SCADA analógicos e de mudança de estado;
- Medição de tempo (hora) de uso;
- Redes de proteção local em subestações.

A Figura 1 lista algumas das principais aplicações relacionadas com o conceito de redes inteligentes (*Smart Grids*), as quais demandam sincronização.

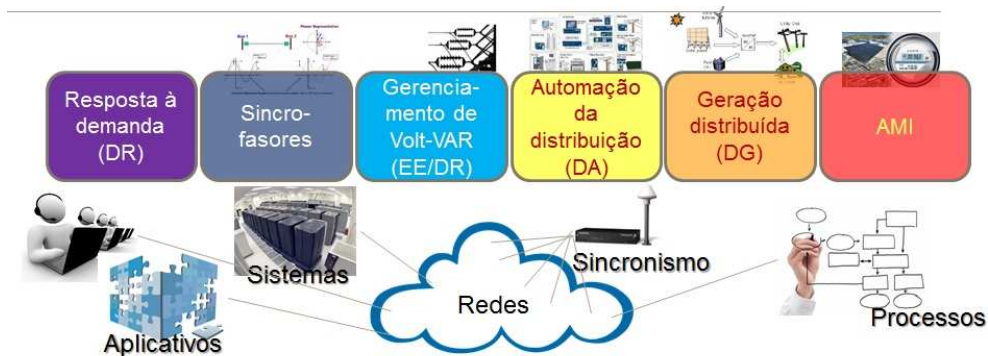


Figura 1: Aplicações relacionadas com o conceito de *Smart Grids*.

Os requerimentos individuais de exatidão das principais aplicações são ilustrados na Tabela 1.

Tabela 1: Requisitos quanto à exatidão do tempo nas aplicações de automação do Sistema eletroenergético

APLICAÇÃO	TEMPO
SCADA	1 s
Automação da distribuição	100 ms
Automação de subestações (sequenciamento de eventos)	1 ms
Barramento de processos	10 μ s
Sincrofasores	1 μ s

A introdução das normas da série IEC 61850 muda a forma de comunicação entre os dispositivos de automação, controle e proteção e seus controladores. Os novos relés de proteção e os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) de nova geração, mais inteligentes, geram grandes quantidades de dados em tempo real sobre o estado operacional do sistema elétrico. A medição de valores tradicionais, como tensão, corrente e frequência vêm-se somar a medição distribuída por toda a rede, em tempo real, e o armazenamento de ângulos de fase, de transientes e outros parâmetros relacionados com a qualidade da energia.

Tradicionalmente, o sistema SCADA deveria ser capaz de coletar esses dados e enviá-los ao centro de controle regional para a tomada de decisões (manuais ou automáticas) e, simultaneamente, a um centro nacional de controle para serem combinados com dados similares. É necessário prover estampas de tempo confiáveis e corretas aos centros de controle e aos dispositivos localizados em campo.

2.0 - ASPECTOS RELATIVOS AO SINCRONISMO NAS SUBESTAÇÕES E USINAS

2.1 Sincronização em tempo tradicional

Até recentemente, as operadoras do sistema elétrico consideravam o padrão IEC 61850 como sendo importante para o futuro, porém não consideravam como sendo necessária sua implantação imediata. A estratégia escolhida

era continuar a utilizar, por enquanto, conexões físicas aos relés de proteção, ao mesmo tempo adotando uma arquitetura de rede que permitisse uma fácil migração a IEC 61850 no futuro.

A sincronização em tempo sempre foi considerada importante. A sincronização dos IEDs é tradicionalmente realizada pelo método mais exato permitido pelas características de cada IED: IRIG-B, NTP/SNTP, e DNP. Os três métodos eram implementados no sistema, a depender de como cada fabricante de IED suportasse a sincronização. Também havia IEDs que não suportavam nenhum desses três métodos.

Segundo o ponto de vista tradicional, na etapa inicial do projeto são feitos cálculos da distribuição de sincronismo por IRIG-B para garantir o nível adequado do sinal. A carga dos relés de *backup* e os dispositivos distribuídos de entrada e saída exigem a subdivisão da rede IRIG-B. Os relógios primários e secundários devem possuir uma alta capacidade de atendimento nas portas de saída.

O formato do sinal IRIG-B presta-se a sua distribuição em uma rede física superposta, geralmente de cabos de cobre. A distribuição de sincronismo por IRIG-B aos dispositivos localizados no pátio da subestação por cabos de cobre pode não ser possível devido às grandes distâncias, que podem exceder os limites de uma operação confiável. Por isso, a distribuição de sincronismo aos dispositivos de entrada e saída localizados no pátio é realizado por fibra óptica, o que garante um completo isolamento eletromagnético e remove as restrições quanto à distância alcançada.

Nesse ambiente, o servidor da subestação é conectado ao IRIG-B e configurado como servidor de tempo com uma exatidão de ± 250 ms relativamente à fonte de IRIG-B. Todos os dados recebidos no terminal de controle da subestação recebem estampas de tempo ou nos próprios IEDs ou nos concentradores de dados, com uma exatidão de ± 1 ms.

Um dos problemas existentes com a arquitetura tradicional de sincronismo é a existência de múltiplos receptores GPS, muitas vezes não gerenciados nem planejados para alta disponibilidade, distribuídos pelo pátio das subestações. Além de essa situação representar um custo elevado para adquirir e manter os relógios diversificados, o impacto sobre a qualidade do sistema é grande. Múltiplos relógios representam múltiplos possíveis pontos de falha. Entretanto, os projetos tradicionais favoreciam essa multiplicidade de relógios devido à complicação adicional e falta de diversificação de meios de transmissão nas redes tradicionais superpostas para transporte do sinal IRIG-B no pátio das subestações e usinas.

2.2 Sincronização atual

Em tempos recentes, a percepção do setor elétrico com respeito ao IEC 61850 mudou. Hoje, os projetos de novas subestações e de modernização das subestações existentes contemplam a instalação de redes locais baseadas no padrão Ethernet para atender aos IEDs de nova geração e às *merging units* aderentes ao padrão IEC 61850. Percebe-se uma clara tendência de unificação das comunicações ao padrão IEC 61850 para as funções de controle do sistema eletroenergético.

Com o advento da IEC 61850, a arquitetura de comunicação da subestação muda. A comunicação no ambiente IEC 61850 baseia-se no padrão Ethernet (IEEE 802.3) e em modelos de informação padronizados. A arquitetura da rede local segundo o padrão IEC 61850 é redundante, segura, confiável e de alta qualidade, o que garante sua operação contínua com altíssima disponibilidade e banda suficiente para manejar o volume crescente de tráfego de controle.

No ambiente IEC 61850, a distribuição de sincronismo pode ser feita diretamente aos IEDs de nova geração, *merging units*, medidores fasoriais e demais dispositivos que requerem sincronismo em tempo e fase através de estampas de tempo precisas transportadas pela própria LAN Ethernet, dispensando a construção de uma rede superposta dedicada ao sincronismo. O padrão IEEE.C37-238 define uma arquitetura e funcionalidades de distribuição de sincronismo no ambiente IEC 61850 mediante estampas de tempo precisas em um perfil dedicado ao setor elétrico (chamado comumente *Power Profile*) do padrão IEEE 1588v2.

As estampas de tempo precisas definidas no padrão IEEE1588v2 são capazes de transferir tempo e fase com uma precisão da ordem de microssegundos, ao contrário de processos envolvendo estampas de tempo menos precisas (como NTP e SNTP) ou sinais modulando portadoras de estampas de tempo com frequências relativamente baixas (como no formato de IRIG-B adotado no setor elétrico, de 1 kHz, que permite uma precisão da ordem de meio milissegundo).

No IEEE 1588v2, para obter alta precisão, a marcação do tempo – instantes exatos de saída e de chegada de estampas de tempo – é efetuada pelo próprio *hardware* do cartão de rede Ethernet e não por *software*. A arquitetura da rede de sincronismo deve ser cuidadosamente planejada e prevê a utilização de dispositivos de rede (*switches*) com funcionalidade compatível com a finalidade.

A arquitetura de sincronismo segundo essa norma prevê uma distribuição redundante de sincronismo através das LANs das subestações e usinas. Além de contar com a redundância e alta disponibilidade das LANs IEC 61850, o próprio sistema de sincronismo é construído, segundo o mesmo padrão, de forma segura, redundante e com alta disponibilidade.

Segundo a arquitetura preconizada, cada ambiente deve possuir pelo menos dois relógios principais (chamados *GrandMaster Clocks*, ou GMCs), ambos rastreáveis ao UTC (Tempo Universal Coordenado), sendo um em atividade e o outro em *standby*, encarregados de distribuir estampas de tempo precisas por *broadcast* na LAN a todos os dispositivos e aplicativos que as requeiram. A Figura 2 ilustra essa arquitetura.

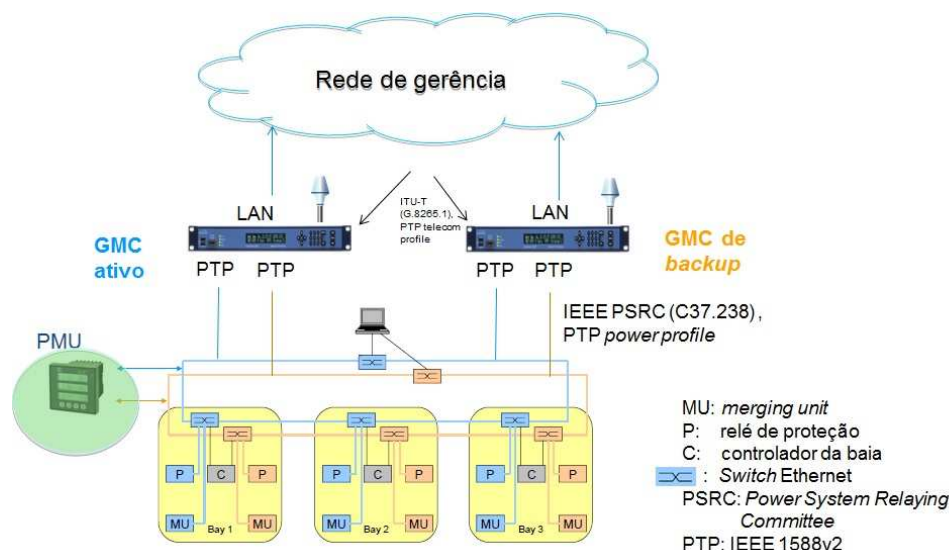


Figura 2: Topologia redundante segundo o padrão IEEE PSRC C37.238.

Cada dispositivo cliente sincroniza seu relógio a essas estampas de tempo e corrige sua fase em relação ao relógio mestre mediante um procedimento de medição do retardo de propagação bidirecional entre o mestre ativo e si próprio, na função de relógio *slave* (escravo).

O relógio mestre que se encontra em *standby* monitora constantemente a atividade do relógio ativo, e inicia a difusão de estampas de tempo automaticamente, de maneira imediata, se a atividade do relógio ativo cessar por qualquer motivo. Este procedimento utiliza um mecanismo automático de controle denominado BMCA (*Best Master Clock Algorithm*).

O eventual cruzamento pelas estampas de tempo, contidas em quadros Ethernet, de *switches* na LAN introduz uma variação do retardo dos pacotes (PDV) que poderia diminuir a precisão do método. Há duas formas de mitigar o efeito dessa variação de retardo. A primeira delas, usada quando o método IEEE 1588 é aplicado a telecomunicações, seria que os escravos tirassem a média de muitas estampas de tempo, pois a obtenção da média eliminaria as grandes variações do retardo pacote a pacote. Em telecomunicações, os relógios escravos são pouco numerosos e podem ser de alta qualidade e, portanto, tirar médias durante períodos prolongados. Entretanto, os relógios dos dispositivos de controle e medição no setor elétrico são demasiado numerosos e de muito pequeno porte; não é viável que todos possuam os osciladores de alta precisão necessários para obter médias em períodos prolongados.

Portanto, em telecomunicações, escravos com osciladores de rubídio ou quartzo em câmara térmica podem trabalhar com sinais contendo uma grande gama de variação instantânea do retardo dos pacotes. Para o sincronismo dos IEDs, contudo, é preciso adotar outra forma de melhorar a exatidão e a precisão do método. Essa forma permite conhecer a parte variável e a parte fixa do retardo.

Portanto, a segunda forma de mitigar os efeitos da PDV é utilizar o suporte da própria rede para eliminar a incerteza relativamente ao retardo mediante o registro do tempo que demoram os pacotes em entrar e sair pelos próprios elementos de rede com função de comutar pacotes. Nesse caso, os comutadores registram a demora em passar os pacotes de uma interface de entrada a uma interface de saída, que é a principal causa da variação do retardo devido ao tráfego instantâneo no barramento interno do comutador e nas portas de saída. Essa demora chama-se tempo de residência (*residence time*). Os dispositivos que possuem esse recurso medem o tempo de residência e o informam num campo dos pacotes IEEE 1588 chamado campo de correção. Com esta informação, o relógio escravo fica conhecendo a parte fixa do retardo ao subtrair do retardo medido o retardo conhecido, que representa a parte variável, informado no campo de correção. Cada comutador acrescenta o seu tempo de residência ao já existente no campo de correção, de modo que, quando a informação chega a seu destino, o campo de correção contém a soma dos tempos de residência de todos os comutadores que as estampas de tempo cruzaram.

Essa funcionalidade dos comutadores de LAN para suporte ao método chama-se relógio transparente (*transparent clock*), e deve ser especificada para os *switches* envolvidos no caminho das estampas de tempo no ambiente LAN IEC 61850.

Entretanto, a coexistência de aplicações que demandam sincronismo por IRIG-B mantém viva a necessidade de atendimento também com este formato de sinal. Também o suporte ao formato NTP continua sendo necessário. A Figura 3 ilustra a configuração com relógios redundantes e com *switches* de rede local. Para manter a exatidão e a precisão do tempo para as aplicações mais críticas, deve-se considerar o uso de *switches* de LAN industrial com função de relógio transparente (*transparent clock*) IEEE 1588v2.

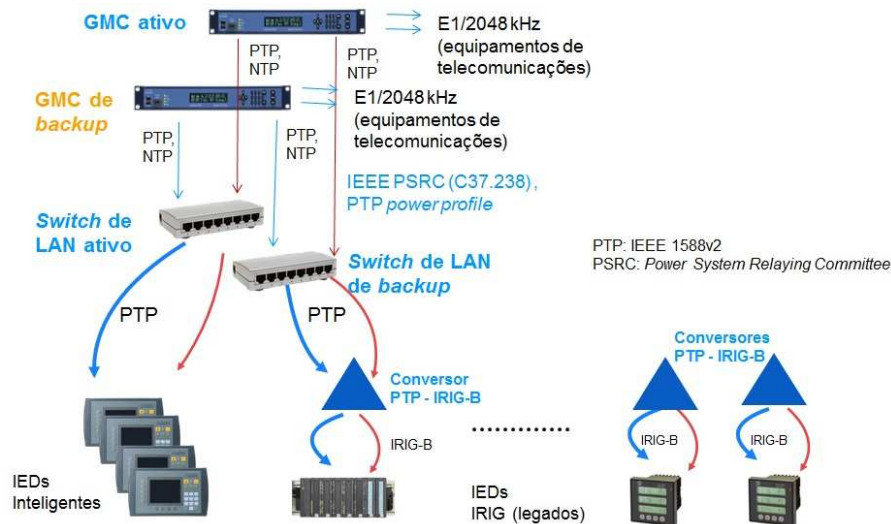


Figura 3: Configuração com relógios redundantes e switches de rede local

A solução a ser adotada deve cumprir com todos os requerimentos mencionados, além de prover um sistema de sincronismo que atenda às necessidades dos clientes de sincronismo mais exigentes (no caso, as PMUs, que exigem uma exatidão e precisão do tempo da ordem de um microssegundo). O sistema de sincronismo deve possuir um sistema de gerenciamento e ser totalmente redundante, confiável e apresentar altíssima disponibilidade. Idealmente, deve ser um sistema único que atende às necessidades de sincronismo de tempo, fase e frequência tanto das aplicações de telecomunicações e informática quanto às do sistema de controle, automação e medição.

2.3 A solução proposta

Os estudos efetuados conduziram à proposta de uma arquitetura de sincronismo integrada, com relógios primários locais redundantes em todas as subestações e usinas, respaldados por relógios remotos cujas referências são transportadas pela rede de telecomunicações a todos os pontos da rede. A rede de sincronismo deverá atender às necessidades tanto das telecomunicações e informática quanto às necessidades legadas e novas do sistema de controle, automação e medição do sistema eletroenergético, inclusive as novas aplicações associadas ao conceito de *Smart Grid* (rede inteligente).

Dentro das subestações e usinas a solução proposta prevê o uso de três elementos principais:

- Relógios mestres (*Grandmaster Clocks*) duplicados, sendo um ativo e o outro em *standby*, localizados em recintos *indoor* (salas de telecomunicações);
- Switches* LAN (geralmente, *switches* industriais) com a função de relógios transparentes (*Transparent Clocks*);
- Dispositivos sincronizados por IEEE 1588v2 *Power Profile*, com capacidade de gerar localmente sinais IRIG-B, para uso no pátio das subestações (casa de relés).

Segundo a solução proposta, os relógios *Grandmaster* existentes em cada localidade deverão apresentar as seguintes características:

- Contar, cada um deles, com um receptor GPS e osciladores redundantes de rubídio ou de rubídio e quartzo, para manter alta exatidão e estabilidade em caso de falha da sincronização externa;
- Possuir redundância das partes essenciais;
- Possuir saídas Ethernet, inclusive ópticas, nos padrões existentes e previstos para uso futuro nas subestações e usinas;
- Suportar uma grande quantidade de clientes NTP locais;
- Suportar uma grande quantidade de clientes (mais de 100) de IEEE 1588v2 *Power Profile*, para atender a previsão do aumento do número de dispositivos (IEDs inteligentes e outros) que usam o formato IEEE 1588v2 *Power Profile* para sincronizar-se;
- Ter a capacidade de sincronizar-se a um sinal de referência externo para o caso de falha do GPS local (esse sinal de referência externo é um sinal IEEE 1588v2 *Telecom Profile*, proveniente de um ponto na rede onde exista um relógio do tipo SSU, também com osciladores de rubídio e quartzo, GPS e, possivelmente, padrões primários de césio rastreáveis ao UTC);

Quanto aos *switches* que incorporam a função de relógio transparente, devem os mesmos, preferivelmente, estar sincronizados em frequência, caso seja possível, para que a medição do tempo de residência dos pacotes nos mesmos seja o mais exata possível.

Finalmente, os dispositivos de geração de sinais IRIG-B a partir de sinais IEEE 1588v2 *Power Profile* devem ser robustos para uso em ambientes hostis e devem, se possível, ser gerenciados.

A rede local deve ser aderente à arquitetura preconizada no padrão IEC 61850.

2.3.1 A arquitetura da solução

A arquitetura proposta possui dois aspectos:

- a. A arquitetura da rede entre as localidades;
- b. A arquitetura dentro das localidades.

A arquitetura dentro das localidades já foi apresentada nos itens anteriores. Basicamente, trata-se de redes locais *bridged Ethernet* com caminhos redundantes e dispositivos de comutação também redundantes, com recurso de relógio transparente segundo o padrão IEEE 1588v2, com suporte à priorização do tráfego de quadros de serviço do protocolo IEEE 1588v2. Dentro de cada localidade deve haver pelo menos dois relógios, que se sincronizam ao GPS localmente, e que distribuem tempo, fase e frequência aos clientes que os necessitem.

Uma descrição detalhada da arquitetura da rede entre localidades foge ao escopo deste estudo. Porém, cabe uma breve apresentação em linhas gerais da mesma.

A rede de sincronismo entre edifícios consiste em relógios do tipo SSU (*Synchronization Supply Utility*) dotados de osciladores redundantes de rubídio e de quartzo e possuindo receptores GPS que tomam como fonte primária de referência. Essas SSUs são instaladas número de pelo menos duas unidades em cada anel de transmissão, preferivelmente em pontos de confluência de anéis para minimizar o número de equipamentos necessários (uma mesma SSU poderá constituir-se em ponto principal de distribuição de relógio em mais de um anel óptico). A distribuição do sinal de sincronismo (frequência, tempo e fase) a localidades remotas é feita segundo os critérios do padrão IEEE 1588v2. As SSUs devem ser capazes de gerar os sinais de sincronismo IEEE 1588v2 *Telecom Profile* para todos os relógios presentes na rede. A finalidade básica das SSU é atender às necessidades de sincronismo de frequência do sistema de telecomunicações. Não obstante, podem converter-se em referência externa também para o subsistema de sincronização das demais aplicações encontradas em subestações e usinas.

Do ponto de vista do sincronismo das subestações e usinas, os relógios mestres (*Grandmaster Clocks*) redundantes, que contam com receptores GPS, devem, preferencialmente, sincronizar-se aos GPSs respectivos e constituir, portanto, referências primárias locais. Apenas no caso de falha dos GPS locais, esses relógios mestres devem tomar como referência o sinal externo vindo das SSUs pela rede de telecomunicações (sinais IEEE 1588v2 *Telecom Profile*).

2.4 Cuidados na especificação dos elementos de rede

Os elementos que compõem a rede local (*intra-estação*) de sincronismo devem atender a critérios estritos.

É importante criar especificações técnicas neutras com respeito ao fabricante, mas que contenham todas as funções essenciais requeridas.

O relógio de subestação, comentado no item anterior, deve ser totalmente robusto e confiável, de alta disponibilidade, mesmo sendo duplicado fisicamente.

Deve-se criar um conjunto de especificações para os *switches* para serem contempladas nas aquisições futuras. Os *switches* devem ser de classe industrial, devem suportar QoS (com priorização de certos tipos de tráfego) e devem incorporar a função de relógio transparente.

Finalmente, os distribuidores secundários de IRIG-B devem ser de alta qualidade e de grau industrial. Como todos os elementos que participam da rede de sincronismo, devem, se possível, ser gerenciáveis.

3.0 - CONCLUSÃO

Este estudo começa com a definição das novas necessidades de sincronismo para funções relacionadas com *Smart Grid*, eficiência energética e automação e controle crescentes do sistema eletroenergético.

O estudo segue com a descrição da nova forma de distribuir tempo, fase e frequência nas subestações e usinas que migram para redes de comunicação locais e comunicação entre dispositivos baseadas no padrão IEC 61850, e de como as redes Ethernet devem suportar a transferência das informações de sincronismo por estampas de tempo precisas.

Apresenta-se então a arquitetura da rede local de sincronismo, e caracterizam-se os equipamentos que participam da distribuição de sincronismo dentro das localidades.

Finalmente, descreve-se de maneira breve a rede de sincronismo entre edifícios e caracteriza-se a relação da mesma com as redes de sincronismo locais.

A proposta é a da realização de uma rede de sincronismo integrada, com elementos ligados às redes e funções de telecomunicações, e elementos ligados às redes locais que fornecem sincronismo de frequência, fase e tempo.

Destaca-se a especial importância de um enfoque integrado e de uma visão sistêmica que passa a nortear os novos projetos e as novas aquisições de equipamentos de sincronismo, tanto para as funções de telecom e informática, quanto para as de controle, automação e medição. Dessa visão integrada devem resultar

especificações técnicas para a aquisição de equipamentos não apenas de sincronismo, mas também de redes. Essa visão deve gerar subsídios para o detalhamento de novos projetos e obras.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEEE C37.238-2011 - IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications, IEEE, Estados Unidos, 2011
- (2) Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation. Ralph Mackiewicz, SISCO Inc., Estados Unidos,
- (3) IEEE 802.1AS-2011 Timing and Synchronization for Time-Sensitive Applications in Bridged Local Area Networks IEEE, Estados Unidos, 2011
- (4) Latency on a Switched Ethernet Network, Application Note, RuggedCom, Canadá, 2008
- (5) Ethernet Redundancy and High Precision Time Synchronization, C. Hoga, Siemens, Germany, Cigré Colloquium SC B5 2011
- (6) NPCC Document B-28 Guideline for Generator Sequence of Events Monitoring, Northeast Power Coordinating Council Task Force on System Protection, E.U.A., 2012
- (7) Harmonizing IEEE 37.118 with IEC 61850 and precision time synchronization, Jerry Fitzpatrick, NIS, in 2011 Smart Grid Interoperability Panel
- (8) NPCC Document B-25 Guide to Time Synchronization, Northeast Power Coordinating Council, E.U.A., 2006
- (9) Accuracy Limits for Synchrophasor Measurements and the IEEE standard C.37.118, Marcos A. Donolo and Virgílio A. Centeno, Virginia Tech, E.U.A.
- (10) Protective Relay Applications Using the Smart Grid Communication Infrastructure, Mark Simon *et al.*, E.U.A.
- (11) Substation Time Sync for Protection, Bill Dickerson, Arbiter, Canada
- (12) Time Synchronisation in an IEC 61850 Based Substation Automation System, C. R. Ozansoy, A. Zayegh, A. Kalam, AUPEC '08, Austrália, 2008
- (13) Substation Technical Guidebook 2011: IEC 61850-3 and IEEE 1588 in Smart Substations, Moxa, 2011
- (14) Evaluation of Precision Time Synchronisation Methods for Substation Applications, David M. Ingram *et al.*, Queensland University of Technology, Austrália
- (15) Implementation Issues with IEC 61850 Based Substation Automation Systems, Tarlochan S. Sidhu, Fellow, *et al.* IEEE, India, 2008
- (16) IEEE 1588/PTP: The Future of Time Synchronization in the Electric Power Industry, Bernhard Baumgartner *et al.*, OMICRON, Áustria
- (17) Requirements and Proposed Solutions for Future Smart Distribution Substations, J. Valtari e P. Verho, ABB/Tampere University of Technology, Finlândia, 2011
- (18) Microsecond Timing in Smart Grid Substations: Why it is essential and how to achieve it, Ron Holm, Symmetricom e Greg Angst, CenterPoint Energy, E.U.A., 2012
- (19) The Perfect Time: An Examination of Time-Synchronization Techniques, Ken Behrendt e Ken Fodero, Schweitzer Engineering Laboratories
- (20) A Guide to Time, Tekron International

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Eng. Cristiano Henrique Ferraz

Consultor sênior da empresa Netcon Ltda., dedicado a soluções de engenharia e consultoria sobre as mais recentes tecnologias utilizadas em telecomunicações. Possui longa experiência de medições e auditorias em sistemas de telecomunicações.

O engenheiro Ferraz tem atuado como professor convidado dos cursos de pós-graduação em telecomunicações e extensão de várias universidades latino-americanas. É coautor de um livro sobre Carrier Ethernet a ser publicado em breve no Brasil pela Editora Ciência Moderna.