

Capítulo XII

Interfaces de comunicação no smart grid

Por Alexander Apostolov e Marcelo Paulino*

A indústria de energia elétrica está passando por um período de grande mudança com o uso de avançadas tecnologias em um esforço para desenvolver uma rede mais inteligente que possa atender com sucesso aos desafios de hoje e do futuro.

No entanto, muitas pessoas não sabem ou não compreendem que faz mais de duas décadas que a comunidade de proteção, automação e controle tem implementado dispositivos eletrônicos inteligentes (intelligent electronic devices – IEDs) microprocessados que podem ajudar a melhorar a velocidade de operação e reduzir os custos de implantação de redes inteligentes.

O conceito de uma rede inteligente está ganhando popularidade em muitos países ao redor do mundo e baseia-se na integração de várias tecnologias diferentes seguindo o caminho que vai desde uma residência até os sistemas de gerenciamento de energia e os esquemas de proteção de integridade do sistema no mais alto nível da hierarquia do sistema.

O trabalho descreve:

- as diferentes funções de redes inteligentes;
- os componentes de diferentes funções de redes inteligentes;
- os tipos de mensagens utilizadas;
- os requisitos de desempenho para os diferentes tipos de mensagens;
- os tipos de interfaces necessárias para oferecer

suporte à funcionalidade de smart grid.

Considerando o fato de que a norma IEC 61850 foi identificada como uma das bases para o desenvolvimento de uma rede inteligente e a segunda edição da norma está mudando seu foco da subestação para comunicações de sistema de potência, as definições para as redes inteligentes estão apresentadas como extensões das definições da norma IEC 61850.

Definição de redes inteligentes – smart grid

Todos os profissionais do sistema de energia elétrica provavelmente oferecem diferentes definições do que é uma rede inteligente dependendo de seu papel na indústria. Para um entendimento comum deste tema, neste trabalho é usada uma definição do US Energy Independence and Security Act (2007). Este ato descreve a política dos Estados Unidos para apoiar a modernização da rede de transmissão e distribuição de eletricidade daquele país para manter uma infraestrutura de eletricidade confiável e segura que possa atender ao crescimento da demanda futura e para abordar cada um dos itens descritos a seguir, que juntos caracterizam uma rede inteligente.

1. Aumento da utilização da tecnologia de informações e controles digital para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica.
2. Otimização dinâmica de operações e recursos de

rede, com segurança cibernética total.

3. Implantação e integração de fontes e geração distribuídas, incluindo fontes renováveis.
4. Desenvolvimento e incorporação de demanda responsável, controle de demanda no lado do cliente e recursos de eficiência energética.
5. Implantação de tecnologias “inteligentes” (tecnologias em tempo real, automatizadas, adaptáveis e interativas que aperfeiçoam a operação física de aparelhos, dispositivos de consumidores e processos, e equipamentos industriais) para medição, proteção, monitoramento, controle e comunicações relacionadas às operações da rede e automação de distribuição.
6. Integração de dispositivos “inteligentes” no sistema de potência (transformadores, disjuntores, etc.).
7. Integração de aparelhos e dispositivos de consumidores “inteligentes”.
8. Implantação e integração de avançadas tecnologias armazenamento de eletricidade, incluindo pontos de alimentação de veículos híbridos e elétricos, e condicionamento de ar condicionado com armazenamento térmico.
9. Prover aos consumidores opções oportunas de informações e controle.
10. Desenvolvimento de padrões para a comunicação e a interoperabilidade dos aparelhos e equipamentos conectados à rede elétrica, incluindo a infraestrutura que serve a rede.

11. Identificação e redução das barreiras não razoáveis ou desnecessárias para adoção de tecnologias, práticas e serviços para rede inteligente.

Funções na rede inteligente

Os requisitos para a redução da duração de falhas de curto-circuito em alimentadores de linhas de transmissão ou de distribuição e equipamentos de subestação baseiam-se na necessidade de manter a estabilidade do sistema, bem como sobre o aumento significativo do número de clientes com cargas sensíveis às variações de tensão.

Ao mesmo tempo uma melhor compreensão dos tipos de cargas e seu comportamento podem ajudar a aperfeiçoar o desempenho dos sistemas de proteção sob diferentes tipos de falhas ou outras condições de anormalidade do sistema. Alta velocidade na eliminação de falhas para diferentes tipos de falhas pode ser alcançada pela utilização de funções avançadas, proteção adaptativa e esquemas de proteção baseadas em comunicação.

Melhoria significativa no desempenho soluções de proteção de distribuição sem comunicação pode ser alcançada por meio da aplicação de proteção adaptativa no nível de distribuição do sistema. O aterramento de transformadores e seu estado, estado de geradores distribuídos, a configuração do sistema e o comportamento dinâmico do sistema são analisados sob o ponto

de vista do desempenho dos alimentadores de distribuição e dos relés de proteção da subestação.

Funções de proteção e controle podem ser divididas em vários grupos diferentes e as exigências são diferentes para diferentes categorias de funções. Ao discutir os requisitos de sistema de potência é adequado dividir as funções em dois grupos principais: as funções de eliminação de falhas e funções de controle e monitoramento. Os diferentes tipos de funções são definidos de forma mais específica nas seções a seguir.

Dentro de um sistema de automação de subestação, várias categorias de funções podem ser identificadas. Algumas podem ser consideradas como pertencentes a uma ou a outra, ou a mais de uma categoria, condicionada, por exemplo, ao objetivo da análise.

A classificação neste trabalho é genérica e destinada a ajudar o leitor a entender as questões relacionadas à implementação dessas funções em sistemas de automação de subestação baseadas na norma IEC 61850.

Uma primeira distinção pode ser feita entre funções principais, agindo diretamente sobre o processo, como proteção, controle, automação, monitoramento, supervisão e funções de suporte, que operam em segundo plano ou apenas em fases específicas, como configuração e sincronização de tempo.

Outra classificação pode ser feita considerando o nível de distribuição de uma função: há funções envolvendo dispositivos de um único vão (por exemplo, proteção de sobrecorrente), funções que envolvam dispositivos de mais de um vão em uma mesma subestação (por exemplo, proteção barra, falha de disjuntor) e funções que envolvam dispositivos em subestações diferentes (por exemplo, teleproteção, WAMS, descarte de carga distribuída).

Funções de proteção

Funções de proteção operam diretamente sobre o processo, a fim de isolar as falhas ocorridas na rede ou na planta. A tarefa de qualquer função de proteção é monitorar os valores da rede de potência ou transdutores (tensão, corrente, temperatura, etc.) e emitir um sinal de alarme ou trip que isola do sistema o objeto protegido (cabo, linha, transformador, disjuntor, etc.). O comportamento de qualquer função de proteção é controlado por um conjunto de parâmetros que pode ser alterado pelo engenheiro de proteção.

Alguns exemplos de funções de proteção são:

- Proteção de distância
- Proteção diferencial de linha
- Proteção diferencial de transformador
- Proteção de sobrecorrente

Associada a esta categoria, está a proteção relacionada a funções de automação, como proteção contra falha de disjuntor,

elementos direcionais e religamento. Esquemas de proteção de função podem envolver diferentes instalações ao mesmo tempo: um exemplo disso é a função teleproteção que coordena a operação de dois ou mais dispositivos de proteção de distância localizados nos terminais diferentes de uma linha de transmissão, usando um link de comunicação.

Os esquemas de proteção às vezes podem envolver todos os vãos do mesmo nível de tensão em uma subestação, por exemplo, como a proteção diferencial de barra.

Funções de controle

Funções de controle podem ser definidas como associações entre as ações de operador relacionadas a chaveamentos e ao controle de processo. Eles geralmente são realizados por meio de uma Interface Homem Máquina em diferentes níveis (vão, subestação ou centro de controle remoto). Funções de controle permitem que o usuário opere em diferentes partes da subestação (equipamentos de AT/BT, equipamentos auxiliares, etc.) por meio de comandos. Permite ainda visualizar o processo por meio do IHM, e verificar eventos e alarmes referentes à subestação, planta ou rede.

Funções de automação

Funções de automação são sequências de ações executadas automaticamente, após a ocorrência de alguns critérios de partida que os iniciou. A partida pode ser a ação de um operador ou uma função de supervisão de condição de processo. Funções automáticas têm suas próprias verificações de segurança e operam sobre as funções de intertravamento e proteção.

Um exemplo de automação é dado por sequências de comandos, típicas sequências de chaveamento que contêm um número de passos de comutação necessário para pôr uma instalação em estado operacional necessário. O operador inicia a sequência com um comando e todas as etapas de comutação são executadas automaticamente na sequência previamente determinada.

Funções de monitoramento e registro

Monitoramento e registro das funções podem ser implementadas como funções independentes ou interrelacionadas.

Funções de monitoramento fornecem dados para investigar eventos específicos do sistema de potência, bem como para analisar falhas ou condições anormais para impedi-las no futuro. Essas funções são também usadas para aperfeiçoar a manutenção de equipamentos.

Alguns exemplos de funções de registro são:

- Gravação de transitório (forma de onda);
- Gravação de sinais fundamentais e/ou harmônicos (qualidade de energia, distúrbios do sistema);
- Gravação de sequência de eventos (incluindo a localização da

falha em alguns casos).

Alguns exemplos de funções de monitoramento são:

- Monitoramento de equipamento GIS;
- Monitoramento de transformador ou disjuntor;
- Monitoramento de qualidade de energia;
- Monitoramento do circuito de tensão ou corrente.

Funções de supervisão

As funções de supervisão permitem que o operador visualize os dados em tempo real dos equipamentos primários e auxiliares da subestação. Alguns exemplos são:

- Estado do equipamento: posição (aberto, fechado)
- Condição de operação (normal, falha)
- Eventos: mudança de estado
- Alarmes: indicação de condição anormal
- Valores medidos: RMS ou valores complexos de parâmetros elétricos
- Arquivamento de dados

Funções auxiliares

Funções auxiliares permitem o gerenciamento e a operação do sistema de automação de subestações. Algumas delas são dedicadas ao sistema instituído, típicas atividades ocorridas durante o comissionamento de subestação, extensão ou modificação. Algumas são funções auxiliares, fundamentais para a vida do sistema e sua operação.

Alguns exemplos são:

- Automonitoramento e diagnóstico de dispositivos
- Sincronização de tempo

Componentes de um sistema de rede inteligente

Com o atual estado da arte dos dispositivos eletrônico inteligentes (IEDs), há uma sobreposição significativa da funcionalidade entre dispositivos de diferentes tipos. Tipicamente, vários grupos com uma utilidade instalarão na subestação seus próprios dispositivos, tais como:

- Relés de proteção;
- Dispositivos de medição;
- Dispositivos de monitoramento;
- Dispositivos de controle;
- Dispositivos de comunicação;
- Registradores de perturbação;
- Registradores de eventos;
- Dispositivos de monitoramento de qualidade de energia;
- Unidades Terminais Remotas (UTR).

Cada uma das unidades anteriores deve ser instalada,

conectada aos equipamentos da subestação, testada e mantida. Levando em consideração os requisitos de redundância, muitos destes dispositivos precisam de uma unidade principal e de uma unidade de backup. Isso duplica todos os custos acima.

Uma das principais mudanças com a transição para uma rede inteligente é que dispositivos eletrônicos inteligentes multifuncionais agora serão instalados não só dentro de uma empresa de energia elétrica, mas também nas instalações de diferentes clientes, tais como fontes de energia distribuída, instalações industriais e comerciais, residências e veículos elétricos. A complexidade de tais dispositivos dependerá das funções que são integradas a eles, bem como em sua localização na hierarquia do sistema de rede inteligente. Este trabalho não abrange todas as possíveis interfaces dentro de uma rede inteligente, mas incide principalmente sobre aqueles incluídos na funcionalidade relacionada à proteção, automação e controle do sistema de energia elétrica.

O uso de IEDs multifuncionais e, agora, a norma IEC 61850 estão mudando significativamente a forma como as coisas funcionam na subestação. Isso é porque diferentes funções podem não estar mais localizadas dentro de um único dispositivo, mas sim distribuídas entre vários dispositivos se comunicando pela rede local da subestação. Todas essas funções disponíveis nos IEDs de proteção podem ser usadas como a base de qualquer função de uma rede inteligente.

As diferentes funções da rede inteligente podem ser divididas em subfunções e elementos funcionais. Os elementos funcionais são as menores partes de uma função capaz de trocar dados. Estes elementos funcionais, segundo a norma IEC 61850, são chamados de “nós lógicos”.

Quando uma função exige a troca de dados entre dois ou mais nós lógicos localizados em diferentes dispositivos físicos, é chamada de “função distribuída”. Funções distribuídas na rede inteligente podem ser locais (dentro da subestação) ou remotas (incluindo elementos funcionais localizados em mais de um lugar).

A troca de dados ocorre não só entre os elementos funcionais,

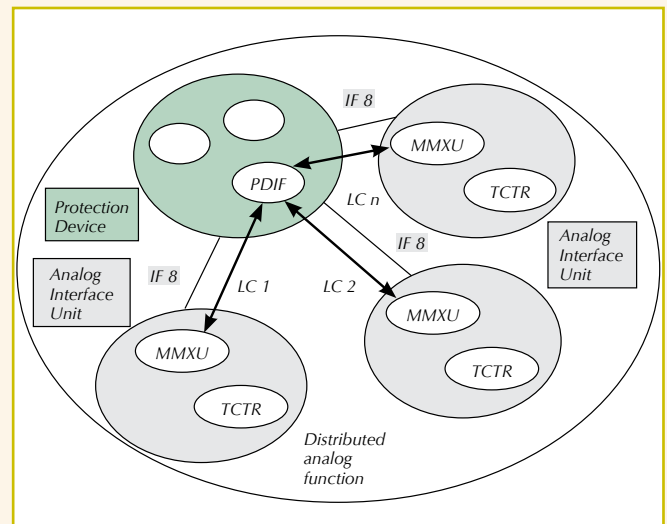


Figura 1 – Função distribuída na norma IEC 61850.

mas também entre diferentes níveis de hierarquia funcional da subestação. Deve ser considerado que funções em diferentes níveis da hierarquia funcional podem estar localizadas no mesmo dispositivo físico e, ao mesmo tempo, diferentes dispositivos físicos podem trocar dados no mesmo nível funcional.

Como pode ser visto na Figura 1, conexão lógica (LC) é o link de comunicação entre os elementos funcionais e, neste caso, com os nós lógicos dos grupos P e M. A norma IEC 61850 também define as interfaces que podem usar conexões físicas dedicadas ou compartilhadas – o link de comunicação entre os dispositivos físicos. A atribuição de funções entre diferentes dispositivos físicos define os requisitos para as interfaces físicas e, em alguns casos, pode ser implementada em mais de uma rede local física.

As funções na subestação podem ser distribuídas entre IEDs em um mesmo ou em diferentes níveis da hierarquia funcional subestação. A norma IEC 61850 define três níveis:

- Nível de estação,
- Nível de vão (bay)
- Nível de processo

Os níveis e as interfaces lógicas são mostrados pela interpretação lógica da Figura 2. A norma IEC 61850 concentra-se em um subconjunto das interfaces mostrado na Figura 2 e listados a seguir:

- IF1: intercâmbio de dados de proteção entre níveis de vão e estação
- IF2: intercâmbio de dados de proteção entre níveis de vão e proteção remota
- IF3: intercâmbio de dados no nível de vão
- IF4: intercâmbio de dados instantâneos de TC e TP (especialmente amostrados) entre nível processo e nível vão
- IF5: intercâmbio de dados de controle entre nível processo e nível vão
- IF6: intercâmbio de dados de controle entre nível processo e nível vão
- IF7: intercâmbio de dados entre subestação (nível) e local de

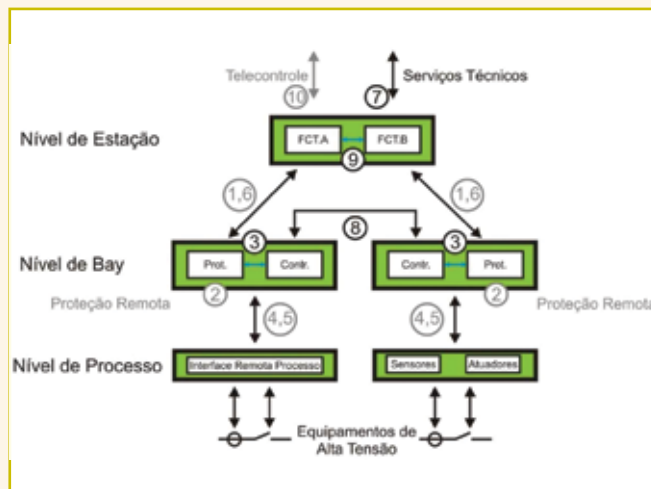


Figura 2 – Interfaces lógicas no sistema de automação de subestação.

trabalho remoto de engenharia

- IF8: intercâmbio de dados diretos entre vãos especialmente para funções rápidas como intertravamento
- IF9: intercâmbio de dados no nível de estação
- IF10: intercâmbio de dados de controle entre subestação (dispositivos) e o centro de controle remoto

As interfaces 2 e 10 têm sido identificadas fora do escopo da Edição 1 da norma IEC 61850 até este momento no desenvolvimento da norma. No entanto, a disponibilidade da interface Ethernet em multiplexadores sobre anéis SONET ou outros links de comunicação resulta em aplicativos usando comunicações de alta velocidade ponto a ponto entre relés nas diferentes subestações, por exemplo, em uma proteção de linha de transmissão com comparação direcional.

Como pode ser visto a partir da análise de proteção, automação e funções de controle discutidas anteriormente no trabalho, as interfaces lógicas consideradas acima não são suficientes para cobrir as necessidades de todos os aplicativos de comunicação baseados em uma rede inteligente.

A Figura 3 mostra algumas das novas interfaces lógicas que necessitam ser normatizadas com uma extensão do modelo de comunicação da norma IEC 61850.

- IF11: intercâmbio de dados entre Unidade de Medição Fasorial

(PMU) e um Concentrador de Dados Fasoriais (PDC)

- IF12: intercâmbio de dados entre Concentrador de Dados Fasoriais (PDC) e um estimador de estado
- IF13: intercâmbio de dados entre IED e esquema de proteção de integridade de sistema
- IF14: intercâmbio de dados entre esquema de proteção de integridade de sistema e a instalação do cliente
- IF15: intercâmbio de dados entre Concentrador de Dados Fasoriais (PDC) e esquema de proteção de integridade de sistema
- IF16: intercâmbio de dados entre nível de subestação e dispositivo de sistema de distribuição remota

As interfaces lógicas descritas, bem como quaisquer outros requeridos por aplicativos como o gerenciamento de demanda ou leitura automática de medidores precisam ser incluídos nas futuras versões da norma IEC 61850 para fornecer uma cobertura completa de todos os requisitos de comunicações nas instalações.

Para entender melhor o sistema de comunicações baseado na norma IEC 61850, precisamos primeiro esclarecer o significado de algumas das funções usadas.

Mensagens em sistemas de rede inteligente

As diferentes funções distribuídas impõem diferentes requisitos de desempenho que devem ser considerados no processo de concepção da proteção, controle, monitoramento e sistemas de

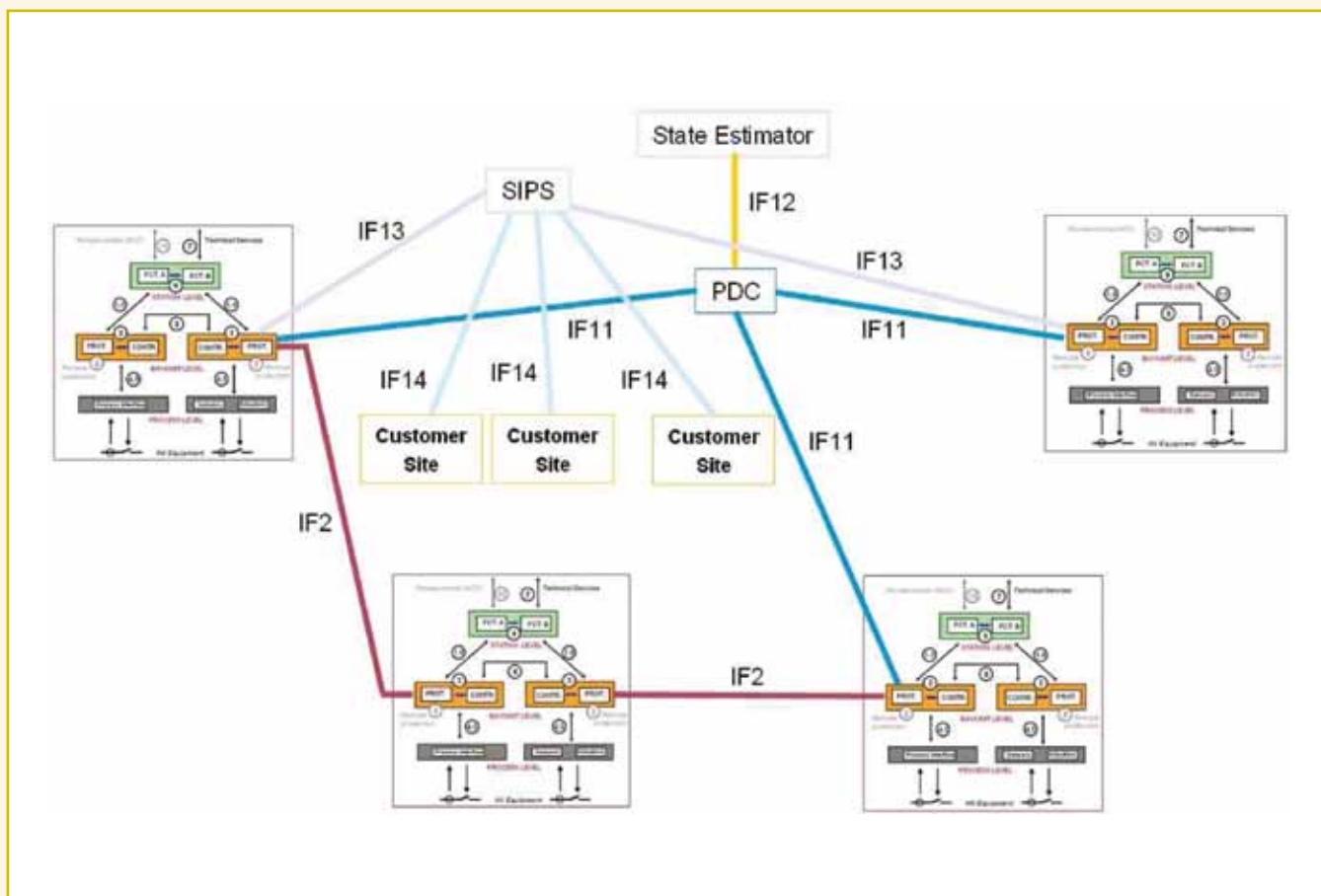


Figura 3 – Interfaces lógicas de aplicações do nível de Sistema

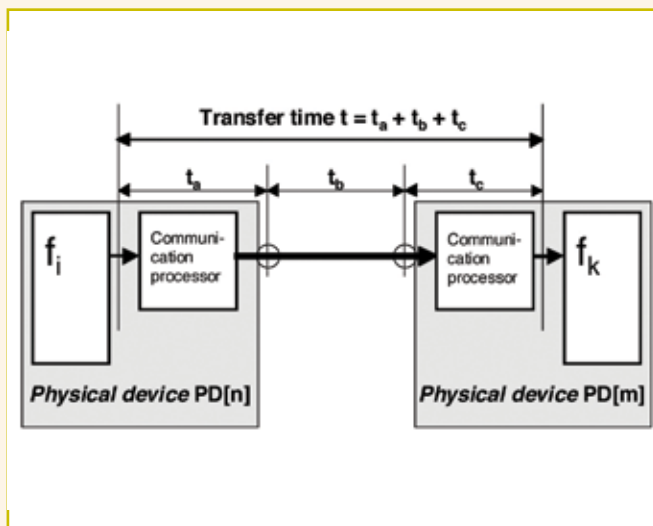


Figura 4 – Definição do tempo de transferência.

registro da subestação. Esses requisitos de desempenho devem ser aplicados aos vários tipos de mensagens utilizados em sistemas de automação da subestação.

A norma IEC 61850 define os requisitos de desempenho para as funções típicas na subestação. A definição de tempo de transferência baseia-se na Figura 4 a seguir:

Em que:

- t_a – Tempo a partir do momento em que o IED emissor (PD[n] na Figura 4) coloca o conteúdo dos dados no topo de sua pilha de transmissão até que a mensagem é enviada à rede.
- t_b – Tempo de rede local da subestação
- t_c – O tempo a partir do momento que o IED assinante (PD[m] na Figura 4) obtém a mensagem da rede até o momento que extrai os dados da sua pilha de transmissão.

Já que muitas funções da rede inteligente estão distribuídas entre a distância de cada outra localidade, o tempo t_b , em muitos casos, será o tempo por uma rede de grande área.

Uma definição similar pode ser usada para comunicações entre instalações diferentes sobre qualquer tipo de rede.

Para definir os requisitos para a implementação das funções de uma rede inteligente, precisam-se identificar diferentes tipos de mensagens e classes de desempenho. É interessante atingir este objetivo usando as definições existentes na norma IEC 61850. Existem dois grupos independentes de classes de desempenho:

- Para controle e proteção
- Para aplicativos de medição e qualidade de energia.

Uma vez que as classes de desempenho são definidas de acordo com a funcionalidade requerida, são independentes do tamanho da subestação.

Os requisitos de controle e proteção são mais elevados devido ao efeito do tempo de eliminação de falha sobre a estabilidade do sistema ou nas cargas sensíveis. A norma IEC 61850 define três classes de desempenho para os aplicativos:

- P1 – Aplica-se, normalmente, para o nível de distribuição da subestação ou em casos em que reduzir os requisitos de desempenho pode ser aceito.
- P2 – Aplica-se, normalmente, ao nível de transmissão ou se não especificado de outra forma pelo usuário.
- P3 – Aplica-se, normalmente, para aplicativos no nível de transmissão com exigências altas, tais como proteção de barramento.

Os requisitos gerais de desempenho também dependem do tipo de mensagem. A tipo 1 é definida na norma como “mensagem rápida. O Trip (Tipo 1A) é a mensagem rápida mais importante na subestação e possui requisitos mais exigentes quando comparadas a todas as outras mensagens rápidas. O mesmo desempenho pode ser solicitado para intertravamentos, intertrips e discriminação lógica entre funções de proteção.

Para o desempenho Classe P1, o tempo total de transmissão será da ordem de meio ciclo. Portanto, é definido 10 ms.

Para o desempenho Classe P2/3, o tempo total de transmissão deve ser inferior à ordem de um quarto de ciclo. Portanto, é definido

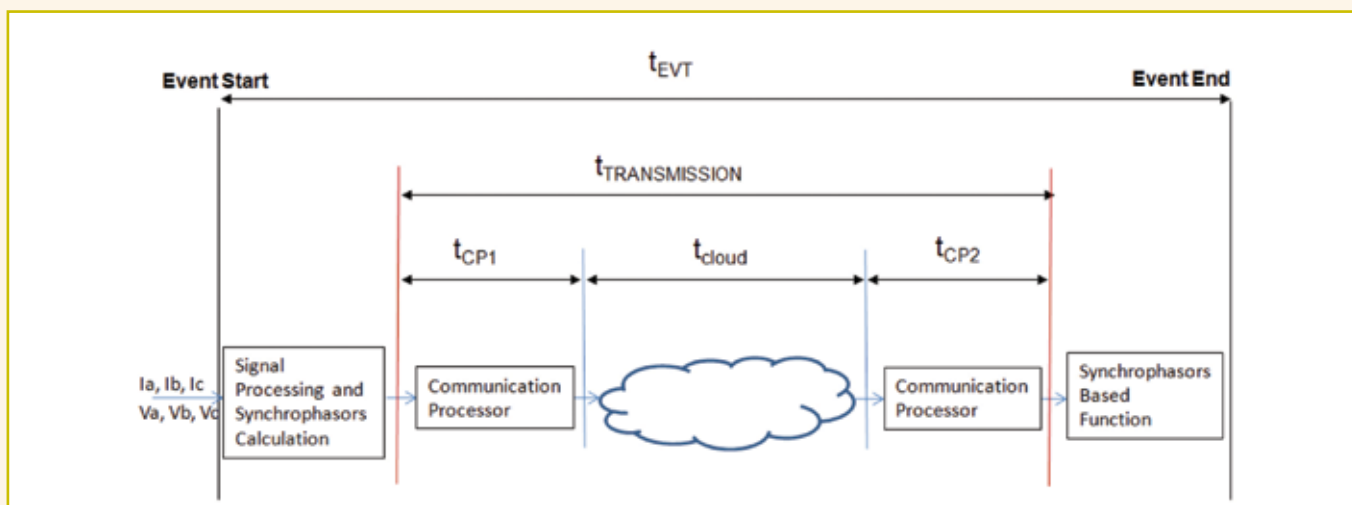


Figura 5 – Definição do tempo em uma rede em extensa área (wide area network)– Exemplo com sincrofasores.

3 ms para um sistema de 60 Hz.

Todas as outras mensagens rápidas são definidas como tipo 1B. Elas também são importantes para a interação da automação com o processo, mas têm menos requisitos exigidos em comparação com uma mensagem de Trip.

Para o desempenho da Classe P1, o tempo total de transmissão deverá ser, neste caso, menor ou igual a 100 ms, enquanto, para o desempenho da Classe P2/3, o tempo total de transmissão deverá ser o fim de um ciclo – 16,6 ms (sistemas de 60 Hz) ou 20 ms (sistemas de 50 Hz). Essas mensagens são tipicamente utilizadas pelas interfaces IF3, IF5, e IF8 na Figura 2.

O tipo 2 define mensagens de velocidade média para o qual o momento em que a mensagem foi originada (denominação do tempo incluída na mensagem) é importante, mas o tempo de transmissão é menos crítico.

Informação normal de “estado” ou medições pertencem a este tipo de mensagem. Essas mensagens são típicas nas interfaces IF3, IF8 e IF9. O tempo total de transmissão deve ser inferior a 100 ms.

Mensagens de baixa velocidade são definidas como tipo 3 e incluem mensagens complexas que também são, geralmente, denominação de tempo. Este tipo de mensagem pode ser usado para funções de automação de baixa velocidade, alterações de configurações ou outros parâmetros de configuração ou transmissão de registros de eventos ou faltas. O tempo total de transmissão para essas mensagens deve ser menor que 500 ms.

Mensagens tipo 3 são típicas de quase todas as interfaces da Figura 2: IF1, IF3, IF4, IF5, IF6, IF5, IF7, IF8 e IF9. O tipo 4 define mensagens de dados brutos, como os dados de saída de digitalização de transdutores e transformadores de instrumento digital independentes da tecnologia do transdutor (magnético, ótico, etc.)

Os dados consistirão de fluxos contínuos de dados sincronizados a partir de cada IED, intercalados com os dados de outros IEDs. Estas mensagens são típicas da interface IF4 e alguns aplicativos para IF8. O tempo de transmissão para o P1 é especificado como 10 ms, enquanto para P2 e P3 deverá ser 3 ms.

Mensagens do tipo 5 são utilizadas para a transferência de grandes arquivos de dados de registro, a título de informação, configurações, etc. Uma vez que a rede da subestação é usada para a transmissão de todos os outros tipos de dados listados anteriormente, o arquivo de dados transferido deve ser dividido em blocos de tamanhos limitados, permitindo as outras atividades de comunicação de rede. Normalmente, o tamanho em bits das mensagens do tipo arquivo é igual ou superior a 512 bits.

Desde que os tempos de transferência não sejam críticos, não existem limites específicos. Normalmente, os requisitos de tempo são iguais ou superiores a 1 segundo. Se a transferência do arquivo é solicitada por um cliente remoto (localizado fora da subestação), será requerida alguma forma de controle de acesso, ou seja, a comunicação do tipo 7 será utilizada.

Mensagens de sincronização de tempo são definidas como

do tipo 6 e são usadas para sincronizar os relógios internos dos IED em um sistema de automação de subestação. Os requisitos de precisão da sincronização do tempo são muito diferentes para os distintos aplicativos. Como resultado, diferentes comunicações serão também utilizadas.

Dependendo da finalidade (marcação de tempo de eventos ou precisão dos dados brutos amostrados), diferentes classes de tempos de precisão da sincronização são necessárias.

O tipo 7 especifica mensagens de comando com controle de acesso e é utilizado para transferir comandos de controle emitidos de uma IHM local ou remota. Normalmente, são funções que exigem um maior grau de segurança e devem incluir alguma forma de controle de acesso.

Essas mensagens de comando normalmente vão das funções de nível de subestação para a barra ou IED no nível de processo/equipamento e disfarça os IF1, IF6 e IF7.

Conclusões

A indústria de proteção, automação e controle do sistema de elétrico de potência tem trabalhado por mais de trinta anos no desenvolvimento e implementação de dispositivos inteligentes e sistemas que hoje, em grande parte, estão se tornando as bases das redes inteligentes, os chamados smart grids.

Muitas funções diferentes são integradas em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) que trabalham independentemente, ou por diferentes interfaces trocando mensagens com seus pares, ou componentes do sistema em níveis mais altos na hierarquia do sistema.

A extensa instalação de fontes de energia distribuídas, veículos elétricos e aparelhos inteligentes apresentam muitos desafios, enquanto, ao mesmo tempo, proporciona novas oportunidades para uma melhoria significativa de sua funcionalidade.

Interfaces de comunicação de diferentes tipos e diferentes conexões físicas estão sendo desenvolvidas e implementadas para atingir as metas das redes inteligentes.

** ALEXANDER APOSTOLOV é graduado em engenharia elétrica e em matemática. Obteve seu Ph.D. pela Universidade Técnica de Sofia, Bulgária. Possui mais de 30 anos de experiência em proteção de sistemas elétricos, controle e comunicação. Atualmente é o principal engenheiro da Omicron Electronics em Los Angeles, CA (Estados Unidos). É membro do IEEE (fellow e distinguished lecturer) e coordenador do Cigré WG B5.27.*

** MARCELO EDUARDO DE CARVALHO PAULINO é engenheiro eletricista e especialista em manutenção de sistemas elétricos. Atualmente, é gerente técnico da Adimarco e membro ativo em sociedades profissionais nacionais e internacionais. É membro da ABNT e do Comitê Brasileiro de Eletricidade (Cobee) e representante brasileiro no TC57 da IEC e membro de Grupo de Trabalho nos CE A2, B5 e D1 do Cigré. Autor e coautor de mais de 50 trabalhos técnicos em eventos no Brasil e no exterior.*

Continua na próxima edição
Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o
e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br