

Capítulo XI

Smart Trafo – inovação brasileira para acelerar a implantação do conceito smart grid

Por Paulo Roberto Pimentel*

Os custos de uma implantação em larga escala do conceito smart grid em empresas distribuidoras de energia elétrica são um grande obstáculo, principalmente para países como o Brasil que ainda não dispõem de políticas públicas apropriadas que incentivem a sua implantação. A topologia das redes de distribuição de energia faz do transformador um elemento estratégico na implantação de inteligência na rede, não só pelo impacto que ele representa em termos de consumidores afetados (DEC e FEC), como também por estar fisicamente em posição privilegiada no estabelecimento de pontos concentradores de comunicação, facilitando a coleta de dados e provendo a observação da rede de alta e baixa tensão.

O conceito inovador de redes inteligentes para sistemas de distribuição de energia elétrica tem dominado as recentes discussões sobre modernização e a eficiência dos serviços de distribuição de energia elétrica. São inúmeras as motivações para a disseminação de inteligência na rede elétrica, abrangendo aspectos de confiabilidade, eficiência nos processos de detecção, localização de falhas,

autodiagnóstico e autorrestabelecimento da rede, amplos benefícios econômicos resultantes, tanto para as concessionárias quanto para os clientes.

Os projetos de smart grid, basicamente, implicam dotar os diversos equipamentos que a compõem a rede elétrica com capacidades de coletar automaticamente dados sobre o próprio estado operativo (self-diagnose) e transmiti-los a sistemas computacionais distribuídos ou centralizados.

Adicionalmente, estes sistemas, por sua vez, também agregam inteligência à rede, na forma de capacidade para analisar esses dados e traduzi-los em informações consistentes sobre o seu estado operativo. Uma vez consolidadas, essas informações habilitam processos de diagnóstico automatizado que podem ainda sugerir ou conduzir ações que promovam o autorrestabelecimento da rede em caso de falhas, minimizando os períodos de interrupção no fornecimento de energia aos consumidores.

Assim, a capacidade de coletar dados de forma distribuída na rede, transmiti-los e processá-los automaticamente representam o estágio mais básico e indispensável para a implantação prática da

abordagem denominada "smart grid".

Esses conceitos inovadores, em estado avançado de desenvolvimento e início de operação comercial em alguns países do mundo, fazem vislumbrar uma revolução completa no "modus operandi" da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Entretanto, quando se avaliam os investimentos necessários, particularmente para substituir um parque de milhões de medidores eletromecânicos por smart medidores (medidores eletrônicos com capacidade de armazenamento local, processamento para detecção de fraudes, dispositivos de corte e religa remotos e comunicação, etc.), os valores atingem a montantes que, mesmo considerando os benefícios esperados, resultam em valores financeiros inaceitáveis.

No entanto, a topologia das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil (um transformador de distribuição atendendo a uma média de 50 a 70 unidades consumidoras de energia em baixa tensão) torna o transformador da rede de distribuição um elemento estratégico na implantação de inteligência na rede. Esta estratégia é facilmente demonstrável não só pelo impacto que o transformador representa em termos de consumidores afetados (DEC e FEC), como também por estar fisicamente em posição privilegiada no estabelecimento de pontos concentradores de comunicação, facilitando a coleta de dados e provendo a observabilidade da rede de alta e baixa tensão.

Por essas razões, AES Eletropaulo, a partir de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D), pretende dotar os seus transformadores instalados na rede aérea de distribuição com inteligência capaz de coletar informações sobre seu estado operativo e, ao mesmo tempo, servir de elo de comunicação para uma rede de transmissão de dados, o que anteciparia os benefícios de um sistema smart grid sem dispor da totalidade dos investimentos em telemedicação nos seus quase sete milhões de consumidores.

Desenvolvimento

O projeto de P&D foi concebido para colocar em prática uma visão inovadora de incorporação de inteligência aos transformadores, convertendo-o em elemento-chave de uma rede inteligente capaz de prover dados em tempo sobre seu estado operativo (autodiagnose), sobre as grandezas elétricas da rede MT e BT e balanço de energia, ajudar nos processos de controle de fraude e servir de elemento de acesso (gateway) à infraestrutura de comunicação imprescindível ao smart grid.

Para a execução das atividades, dada a sua expertise em desenvolvimento de sistemas de controle e automação de processos, foi convidada a empresa Concert Technologies

S/A. Para prover o suporte acadêmico às pesquisas correlatas necessárias ao desenvolvimento do projeto, foi convidada a Universidade Presbiteriana Mackenzie, cujos pesquisadores desenvolveram as seguintes atividades:

- Sistema de sensoriamento dos parâmetros elétricos e físicos dos transformadores;
- Sistema de detecção de falta nas redes MT e BT e de medição dos parâmetros elétricos e de faturamento;
- Algoritmo de interface do sistema de sensoriamento para comunicação com a placa de aquisição de dados;
- Layout da fixação dos sensores no transformador para definir o projeto da montagem do protótipo;
- Suporte ao desenvolvimento dos modelos para o desenvolvimento do sistema computacional;
- Suporte à montagem dos protótipos e respectivos testes;
- Auxílio nos treinamentos e workshops temáticos sobre a metodologia desenvolvida no projeto.

Projeto de pesquisa e desenvolvimento

Escopo

Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados do transformador e das grandezas da rede elétrica MT e BT, com sensores acoplados ao transformador, todos elementos integrados ao medidor eletrônico, relé digital e interface de comunicação, de forma a torná-lo um dispositivo de monitoramento da rede e um gateway de comunicação para redes de distribuição inteligentes, em consonância com os princípios de smart grid.

O produto final deste projeto é um dispositivo eletrônico, composto de sensores integrados ao transformador, acopladores de sinal incorporados aos isoladores (BT e MT), módulo eletrônico de processamento de sinais/comunicação e software de integração.

Para tanto, foram realizadas as seguintes atividades de pesquisa e desenvolvimento:

- Desenvolvimento de sensores de parâmetros elétricos e físicos dos transformadores, de forma a aumentar significativamente a coleta de informações sobre o estado operativo da rede elétrica;
- Desenvolvimento de algoritmos especializados na análise e antecipação de falhas, alimentados pelos sensores supracitados;
- Incorporação de capacidade de processamento de comunicações ao hardware de sensoramento, de forma a prover o transformador com a capacidade de agir como elemento ativo (gateway) na rede de comunicação;
- Produzir um protótipo que possa ser replicado em escala

comercial para instalação em outros transformadores da AES Eletropaulo.

Funcionalidades

O smart trafo será o primeiro nível de concentração e de processamento de dados do sistema smart grid. O smart trafo é instalado junto ao transformador, executando as medições das correntes de saída de cada fase e do neutro e, também, das tensões entre cada fase e o neutro. Por meio desses dados, será feito o monitoramento da operação do transformador e da rede primária e secundária.

Outros dispositivos deverão ser instalados em trechos da rede primária e/ou secundária, possibilitando a medição das correntes da rede que representam a soma dos consumos dos medidores instalados e conectados a uma rede de comunicação (wireless ou PLC). Na análise dos trechos, é possível também a localização dos pontos de falta, o comando dos equipamentos seccionadores para isolamento e posterior restabelecimento do circuito, ou seja, o gateway poderá fazer o balanceamento energético do trecho e executar as funcionalidades que dependam destas informações.

Preferencialmente, a unidade de aquisição e processamento de dados que forma o smart trafo instalado junto ao transformador executará a função de mestre, ou concentrador primário, e fará a conexão com o centro de operações, via modem celular GPRS, rádio WiMesh ou fibra ótica.

Os demais dispositivos executarão a função de escravo, ou de concentradores secundários, e farão a varredura, o gerenciamento, o controle dos medidores e demais componentes da rede. Deverá haver uma hierarquia para que um dispositivo escravo assuma o papel de controle total da célula de automação em caso de falha do mestre.

Além das funções típicas de gestão dos medidores para faturamento e dos sistemas AMI, Advanced Metering Infrastructure, o smart trafo executará as seguintes funções:

- Acesso via terminal de leitura portátil, tipo pocket PC ou notebook, conectado via modem celular GPRS;
- Cálculo de balanceamento energético total e por fase a partir do consumo dos medidores e da energia total do circuito, gerando alarme com base no limite configurado pelo centro de controle;
- Cálculo do desequilíbrio de corrente na rede, entre as fases, gerando alarme com base no limite configurado pelo centro de controle;
- Análise do comportamento da tensão de saída do transformador, com geração de alarme em caso de detecção de degradação do

isolamento;

- Análise de sobrecarga no transformador, gerando alarme com base no limite configurado pelo centro de controle;
- Análise da curva de corrente para detecção de curto-circuito ou de sobrecarga, gerando alarme com base no limite configurado pelo centro de controle;
- Verificar a localização do curto-circuito, comparando a passagem simultânea ou não pelos gateways em um mesmo circuito;
- Analisar a curva de carga dos consumidores, em períodos múltiplos de 15 minutos, para verificar desvios em relação ao hábito de consumo, por posto, horário e em função do dia da semana e feriados, gerando alarme com base no limite configurado pelo centro de controle;
- Executar a função de acerto do calendário e sincronização dos medidores;
- Leitura dos alarmes registrados nos medidores sempre que solicitado pelo centro de controle ou automaticamente, em intervalos configurados pelo centro de controle.

Metodologia de desenvolvimento

Para realização do projeto, foi utilizada uma metodologia de pesquisa e desenvolvimento com as seguintes etapas:

- Levantamento e estudo do estado atual da arte: estudo da literatura existente sobre o assunto, resultando numa visão geral dos conceitos envolvidos e relacionados aos objetivos do P&D;
- Definição da arquitetura da solução: definição dos blocos funcionais da solução e seu interrelacionamento;
- Projeto eletromecânico e especificação das funcionalidades dos protótipos: definição dos requisitos de funcionamento dos protótipos e elaboração do projeto de modificação dos transformadores e de sua instalação em campo;
- Desenvolvimento do firmware dos protótipos: escolha e customização dos produtos de supervisão e comunicação adequados à filosofia do projeto;
- Desenvolvimento de aplicativos de autodiagnóstico: implementação e testes dos aplicativos de software para monitoração do transformador;
- Desenvolvimento de aplicativos de integração com o sistema do COD (Centro de Operação da Distribuição): desenvolvimento do software de integração dos protótipos aos sistemas de operação existentes na AES Eletropaulo;
- Fabricação dos protótipos: montagem dos protótipos a partir de transformadores disponibilizados pela concessionária;
- Instalação e testes dos aplicativos nos protótipos: nessa etapa foram instalados e testados os aplicativos de software que

deveriam residir nos protótipos, abrangendo as funcionalidades de autodiagnóstico, prognóstico e telecomunicações;

- Instalação dos protótipos e testes de integração com os sistemas do COD: instalação dos protótipos na rede de distribuição da Eletropaulo e realização de testes de integração com os sistemas de operação;
- Workshop final: workshop para divulgação dos resultados do projeto.

A opção avaliada no início do projeto, na etapa de levantamento e estudo do estado atual da arte foi substituída pela adaptação de relés de proteção, de medidores de energia elétrica e de modems celulares com capacidade de supervisão de pontos analógicos e digitais. Todos os equipamentos operando em uma mesma rede de comunicação, integrando uma unidade inteligente de supervisão, controle e proteção, sendo que cada unidade é instalada em um ponto da rede de distribuição e é gerenciada por um software de controle de processos operado pelo centro de controle, formando o sistema smart grid, a rede de distribuição inteligente.

A unidade inteligente de supervisão, controle e proteção integrada ao software do centro de controle, formando a unidade básica da rede de distribuição inteligente, o sistema smart grid, tem as seguintes funcionalidades principais:

- Permitir a supervisão e o controle de importantes equipamentos da rede de distribuição, como os transformadores de distribuição e os equipamentos de seccionamento: chaves seccionadoras, a vazio e sob carga, religadores e disjuntores, os quais, integrados ao sistema de supervisão e controle, passam a fazer parte ativa do smart grid, viabilizando técnica e economicamente a implantação das redes inteligentes;
- Permitir a supervisão das condições operacionais dos parâmetros físicos e elétricos dos equipamentos e dos trechos da rede de distribuição;
- Permitir a inclusão de medidores de energia elétrica inteligentes em consumidores e trechos de rede, criando células para análise de falhas e de fraudes;
- Permitir a supervisão e a intervenção nas condições operacionais dos principais equipamentos e dos trechos que compõem a rede de distribuição, dando ênfase, neste projeto, aos transformadores de distribuição, considerando os seguintes pontos de supervisão:
 - 4 correntes primárias/4 correntes secundárias/3 tensões secundárias.
 - Pressão interna superior/inferior.

- Temperatura interna/Temperatura ambiente.
- Estado dos dispositivos conectados à estação transformadora que possua pontos para supervisão: chave primária, válvula de alívio de pressão, relés de detecção de gás e indicador de queima de fusível.

A unidade inteligente é composta por três módulos de processamento de dados, todos executando funções de supervisão e controle de interfaces digitais e analógicas, típicas de unidades terminais remotas de sistemas de supervisão e controle, com objetivo de fornecer informações e de receber comandos do centro de controle.

Além das funções de supervisão e controle das interfaces digitais e analógicas, cada unidade, por seu software embarcado, executa funções locais para integração de comunicação, proteção e medição de longa duração conforme descrito a seguir:

- Módulo de comunicação, que opera como gateway e executa, também, as funções de supervisão de estado.
- Módulo de proteção de grandezas elétricas, inclusive referentes a desvios de oscilação de tensão e de corrente.
- Módulo de medição de energia elétrica com mercúrio para

análise de carregamento do sistema elétrico de carga de longa duração

Resultados alcançados

O resultado da pesquisa foi o desenvolvimento de uma Unidade Inteligente de Supervisão, Controle e Proteção, responsável por monitorar os elementos da rede aérea de distribuição e enviar as informações obtidas para o sistema SCADA do centro de operação da distribuição (COD), tornando o projeto o ponto de partida para a implantação da rede de distribuição inteligente.

Os principais componentes da unidade inteligente serão descritos a seguir:

A. Módulo de comunicação e de supervisão de estado

É o módulo que atua como gateway de comunicação entre o centro de controle da rede smart grid e os demais módulos da unidade inteligente, com outras unidades inteligentes e dos medidores de consumo de energia de consumidores que fazem parte da mesma célula.

Com o centro de controle do smart grid, a comunicação é feita via rede internet de uma operadora de modem celular, por

conexão GPRS (General Packet Radio Service), em um sistema multiprotocolo gerenciado pelo servidor de comunicação do centro de controle da smart grid e pela função gateway da unidade inteligente, garantindo a conexão e a eficiência dos pacotes TCP IP e dos protocolos de comunicação com cada módulo remoto.

O módulo de comunicação e de supervisão de estado, na sua função de gateway de comunicação, gerencia a conexão com a operadora do modem celular GPRS e a transferência de dados entre centro de controle e os demais módulos, por meio dos respectivos canais de comunicação, formados pelas interfaces seriais RS 485 e as interfaces PLC, ou via outro canal Ethernet, como um segundo canal GPRS ou uma rede local, ou ainda via outro canal tipo modem wireless de visada direta ou tipo ZIGBEE.

Além de operar como gateway de comunicação entre o centro de controle e os demais módulos, o módulo de comunicação e de supervisão de estado executa a função de supervisor e controle de oito interfaces digitais, sendo quatro entradas e quatro saídas, e de quatro interfaces analógicas, sendo todas entradas de 0 a 10 V. A supervisão das interfaces digitais e analógicas será executada sob o comando do centro de controle com opção para se comunicar via protocolo DNP3 ou MODBUS RTU, indicando, já no início da mensagem, que a comunicação é para ser feita com próprio módulo de comunicação e de supervisão de estado.

As entradas analógicas serão utilizadas para leitura dos dados fornecidos por transdutores de temperatura e de pressão. Os transdutores fornecerão, respectivamente, sinais proporcionais a uma faixa de temperatura de 0 a 100 °C e de pressão de 0 a 2 Bar, com sinais de saída de 4 mA a 20 mA, sendo alimentados por tensão auxiliar de 24 Vcc. A corrente de saída passará por uma resistência de carga de 500 Ohms, gerando uma tensão na faixa de 2 V a 10 V, que alimentará as interfaces das entradas analógicas para serem amostradas por um conversor analógico digital e de um microprocessador que fazem parte do hardware da unidade do módulo de comunicação e de supervisão de estado.

No barramento das interfaces seriais RS 485, será conectado um conversor de sinal RS 485 para ethernet, que, conectado a um modem PLC, Power Line Communication, permitirá a criação de uma rede local via rede elétrica de baixa tensão no secundário do transformador ou via rede de média tensão no primário do transformador. O sinal modulado pelo modem PLC, a 300 KHz, será transmitido à rede elétrica via acoplador capacitivo e um transformador de isolamento para operar em alta frequência, protegido por um dissipador de surto de tensão,

garantindo que o modem PLC não tenha conexão física com a rede primária.

A estrutura de montagem para proteção dos dispositivos que compõem o acoplador capacitivo, incluindo o suporte isolante e o dispositivo de desconexão, que, em caso de falha interna em algum componente gerando corrente de fuga para a terra em nível elevado, provoca a desconexão dos dispositivos de baixa tensão do capacitor, que isola a tensão da linha de média tensão dos demais dispositivos.

Como ferramenta básica para desenvolvimento do módulo de comunicação foi utilizado o modem padronizado pelo sistema de medição da AES Eletropaulo e que possui características técnicas compatíveis com o sistema SCADA da Eletropaulo, que utiliza o software XOMNI, desenvolvido pela Concert e que serve como base para o desenvolvimento do software da rede inteligente no presente projeto.

B. Módulo de proteção

O módulo de proteção será conectado à unidade inteligente de supervisão, controle e proteção pelo barramento serial RS 485 e trocará informações com o centro de controle por meio do protocolo DNP3, passando pelo módulo de comunicação em sua função gateway.

O centro de controle fará a varredura dos módulos de proteção para aquisição de dados, para acionamento das interfaces de saídas digitais e para configurações dos parâmetros das funções de medição, de proteção e de comunicação. Em casos de ocorrências importantes, como a detecção de falhas pelas funções de proteção ou como a violação de limites estabelecidos para os parâmetros de medição, o módulo de proteção enviará mensagens ao centro de controle através de RNS (Resposta Não Solicitada), mensagem típica do protocolo DNP3 e que pode ser configurada para ser enviada em função das diversas ocorrências verificadas pelo software do módulo de proteção.

A capacidade de processamento e de memória do módulo de proteção deverá garantir a execução das funções de proteção e de medição de grandezas elétricas para análise do comportamento instantâneo da rede de distribuição, que permita verificar a qualidade da energia fornecida, as causas responsáveis pela atuação das proteções e a estimativa dos trechos e das distâncias elétricas dos pontos em que ocorreram as falhas de curto-circuito.

Para análise do comportamento da rede de distribuição com base em oscilações de curta duração, o módulo de proteção deve garantir a execução de funções de oscilografia a partir da ocorrência de determinados eventos, conforme configurado

pelos usuários, que dá início ao registro das amostras das grandezas elétricas de tensão e de corrente, oscilografia que deverá ficar um período de, pelo menos, 48 ciclos, com um número de ciclos pré e um de pós ocorrência responsável por gerar a oscilografia.

Além do registro de oscilografia, a análise de comportamento de oscilação em regime de curta duração ou em regime estacionário pode ser feita pela medição fasorial, realizada pelo módulo de proteção para conhecer o perfil das correntes e das tensões de cada fase, em uma janela de um ciclo, e obtendo, para cada variável, um fasor, módulo e ângulo em cada um quarto de ciclo de 60 Hz, tendo como referência de sincronismo o fasor da tensão da fase A, cujo ângulo de fase será zero grau.

A análise do carregamento, da variação da demanda da rede e de seus principais equipamentos, bem como da oscilação do nível de tensão de distribuição, será feita a partir do valor eficaz médio de cada segundo e do fator de potência médio desse mesmo segundo, gerando, para cada variável, um arquivo histórico contendo os últimos 60 valores sequenciais de cada segundo, correspondendo ao último minuto.

O arquivo histórico com os valores eficazes médios de cada segundo, contendo para cada variável os últimos 60 valores, estará sempre disponível para leitura, por solicitação, pelo centro de controle. Em tempo real, cada valor, assim que calculado, é comparado com os limites configurados para mínimo e para máximo. Sempre que violados, o módulo de proteção gera um alarme e, em seguida, gera uma oscilografia com base no arquivo histórico de 1 minuto, registrando 1 minuto de dados pré alarme e 4 minutos pós alarme e, em seguida, envia, por RNS, os dados referentes à ocorrência do alarme ao centro de controle, que analisa a ocorrência para solicitar ou não a transmissão total dos dados referentes aos cinco minutos.

A fonte de alimentação é chaveada, com isolamento de 2 kV em relação aos demais pontos do módulo e pode ser alimentada em Vca ou Vcc, nesta aplicação será 220 Vca e garante o funcionamento após a interrupção da alimentação auxiliar, sem necessidade de capacitores externos, durante dez segundos.

Como interface digital, o módulo de proteção possui seis interfaces de saída digital, por meio de contatos secos de microcontatores e seis interfaces de entrada digital, por optoacopladores. Todas estas interfaces possuem isolamento entre entrada e demais pontos do módulo de 2 kV.

O módulo possui quatro entradas de corrente, totalmente independentes e isoladas entre si e em relação aos demais pontos do módulo com pelo menos 2 kV. Cada entrada de corrente é alimentada por um transdutor baseado em bobina de Rogowski.

As entradas de tensão A, B, C e AS são totalmente

independentes e com isolamento de 2 kV entre cada entrada e os demais pontos do módulo. Cada entrada de tensão possui impedância de entrada de 4.000 Ohms. O módulo possui duas interfaces seriais, uma frontal, padrão USB, e outra traseira, padrão RS 485, que funcionam de forma independente; a USB para configuração e manutenção do firmware do módulo de proteção e a RS 485 para sua integração com a unidade inteligente de supervisão, controle e proteção.

A interface traseira padrão RS 485 isolada opera com protocolo DNP3, podendo também ser configurada para protocolo Modbus RTU, sendo escrava em ambos os protocolos. A comunicação traseira possui um procedimento de controle de acesso de dados para um barramento de comunicação compartilhado por vários dispositivos de comunicação, de modo a otimizar o fluxo de informações e evitar a colisão de dados. Trata-se da técnica de acesso múltiplo com detecção de portadora e detecção de colisão, CSMA – CD, para evitar a transmissão quando o meio estiver ocupado e após a detecção de colisão estabelecer critérios de retransmissão de dados sem nova colisão.

A geração de alarmes em funções das três principais grandezas de cada fase – corrente, tensão e fator de potência – é feita pela análise da violação de limites definidos pela “banda” ou faixa, ou seja, verificando se as grandezas não violam “a banda”, não excedem o limite máximo e não são inferiores ao limite mínimo, que define a banda.

A “banda” será definida em tempo real para as grandezas instantâneas. Para as integralizadas, a banda é calculada a cada segundo e, para os fasores, ela é calculada com base na grandeza fundamental da série de Fourier, valendo módulo e o ângulo do fasor.

A violação da “banda” de uma grandeza pode gerar um alarme e pode ser configurada para gerar uma oscilografia, conforme já explicado, trazendo como novidade a contagem do número de violações: sempre que ultrapassado um número configurado de vezes, ocorrerá a alteração da banda, incrementando um valor no limite máximo e reduzindo o mesmo valor no limite mínimo, valores que serão configurados como parâmetros de controle do módulo de proteção. Ao mesmo tempo, é gerado um alarme de violação de “banda”, que é enviado ao centro de controle por RNS e que pode ser configurado para geração de oscilografia. A alteração de “banda” zera a contagem de violação de ultrapassagens, para mais ou para menos, e um novo processo de análise de violação se inicia.

Para início de operação do módulo de proteção, uma banda inicial e uma taxa de deslocamento podem ser configuradas para cada grandeza e, ao longo da operação, variações das

características elétricas de carregamento e da qualidade da energia dos trechos supervisionados serão acompanhadas automaticamente e informadas ao centro de operação para que medidas corretivas possam ser planejadas e implantadas.

A supervisão do carregamento e da qualidade da energia dos trechos supervisionados torna-se eficiente em tempo real, com reduzida intervenção dos operadores, como resultado da atualização dos parâmetros utilizados como referência para geração dos eventos, em especial, dos alarmes.

Conclusões

O desenvolvimento do smart trafo, como outros projetos de P&D, mostrou que, mesmo em rede aérea, onde as interferências e a impedância características da própria rede de distribuição davam melhores expectativas de sucesso para o desempenho do sistema de comunicação baseado no PLC, Power Line Communication, estas expectativas não se confirmaram de imediato.

Os testes realizados, principalmente na baixa tensão, em que as interferências das cargas com ruídos de alta frequência e as características capacitiva da rede são mais elevadas,

mostraram que, mesmo reduzindo a frequência da portadora do sinal, deixando de operar com BPL, Broad Band Power Line, que atua na faixa de dezenas de Mhz, e passando para portadoras na faixa de poucas centenas de Khz, a interferência na transmissão de sinal, reduzida a Kilobits/seg, é significativa e o alcance do sinal inviabiliza o uso desta tecnologia, no padrão atualmente disponível, embora não seja um fator que exclua a tecnologia definitivamente, alguns fatores podem ainda ser explorados, mantendo a esperança na tecnologia: deslocar a faixa de frequência para fora da faixa de ruído, que se observa na rede em operação.

O objetivo é tornar o controle da frequência de modulação automático na busca da eficiência da transmissão de dados, por um processamento capaz de ajustar a frequência analisando um padrão de transmissão de dados bidirecional e da definição de uma rede com pontos mestres e pontos escravos, supervisionando e controlando a rede em intervalos de tempo suficientes para tornar a comunicação eficiente e não prejudicar a taxa de transmissão de dados para operação do sistema. A ideia é trabalhar amplificando, sem prejuízo da rede, a potência do sinal de transmissão e uma maior gama de frequência de

modulação para escapar das interferências e continuar dentro da faixa de modulação específica para o PLC.

Quanto ao sistema de supervisão e controle da rede de distribuição a partir dos transformadores da rede de distribuição aérea, o smart trafo, como parte do smart grid, o desempenho foi satisfatório, principalmente em função do módulo de proteção, que mostrou agregar não só as esperadas funções de proteção mas, também por meio das análises oscilográficas e dos fasores nos instantes de curto-circuito, que possibilitou estimar com boa resolução os locais das falhas, como curto-circuito de alta e de baixa impedância e os trechos com baixa qualidade de energia.

O módulo de proteção agrega também as medições instantâneas, grandezas integralizadas a cada segundo, tensão, corrente e fator de potência, mantidas em registros contínuos com os últimos cinco minutos e gerando oscilografia, que pode ser configurada para ser gerada por qualquer evento de alarme ou de transmissão de interfaces digitais ou analógicas.

As oscilografias das grandezas instantâneas, grandezas integralizadas a cada segundo, tensão, corrente e fator de potência mantidas em registros contínuos com os últimos cinco minutos e gerando oscilografia, que pode ser configurada para ser gerada por qualquer evento de alarme ou de transmissão de interfaces digitais ou analógicas. As oscilografias das grandezas instantâneas possuem as mesmas características das oscilografias das amostras de alta frequência, feitas a 16 amostras por ciclo e de onde partem todas as análises do Módulo de Proteção, tecnologia desenvolvida no presente projeto de P&D e não disponível em nenhum outro produto do mercado.

Para resumir esta conclusão, é importante destacar a necessidade de dar continuidade ao desenvolvimento, ao mesmo tempo em que já se pode agilizar a implantação da tecnologia smart grid, somando-se os resultados do presente projeto aos de projetos como o P&D de automação de câmaras subterrâneas e ainda utilizando o software do centro de controle, como o da tecnologia SCADA, o XOMINI, em constante evolução e em uso na própria AES Eletropaulo e em diversas outras empresas de energia elétrica.

A interface frontal USB opera com protocolo MODBUS RTU, sendo escrava. Sua aplicação é a parametrização e a coleta de dados via leitora/configuradora manual tipo notebook.

Referências

IEC - International Electrotechnical Commission - "Interpretation the analysis of gases in transformer and other Oil-filled impregnated Electrical Equipment in Service", CEI - IEC - 599, First Edition, 1978.

Moraes, Humberto Maribondo et al, " As subestações e suas soluções inovadoras no novo ambiente do setor elétrico: o

estado da arte no mundo e uma visão de sua inserção no Brasil", XVI SNPTEE, Campinas - SP, Outubro, 2001.

Prechelt, Lutz, PROBEN1- "A Set of Neural Network Benchmark Problems and Benchmarking Rules", University of Karlsruhe, 1994.

Pablo, A. - "Diagnostic. Proceedings of the Meeting My Transform. Torino - 2002.

Riedmiller, Martin and Braun, Heinrich "A Direct adaptive Method for faster Backpropagation Learning: The RPROP Algorithm", University of Karlsruhe, 1993.

Walters, C.T. - "Failed transformers: replace or repair? Pulp and Paper Industry Technical Conference. Conference Record, pp. 127 - 129, 1993.

L.T. Souza, A. A. Ferreira, R. R. B. Aquino e V. N. A. B. Filho - Monitoramento e diagnóstico de estado de grandezas Transformadores, com ênfase para o diagnóstico pela cromatografia com uso de Rede Neurais, IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - 2004

Montsinger, V. M. - "Loading transformer by temperature. AIEE transactions, Bd. 49, pp 776-792, 1930.

EN 13 306 - Maintenance terminology, 2001.

CIGRÉ SYMPOSIUM. Diagnostic and maintenance techniques. Proceedings. 1993.

EPRI. Substation equipment diagnostics conference. Proceedings. 1994.

DIAGNÓSTICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, SCM - Subcomitê de Manutenção do GCOI, 1989.

Development of RENEL Sibiu's SCADA and monitoring system and improvement of protective system handling digital protection integrated into SCADA systems Stelian, G.; Florin, B.; Traian, F.; Iacob, B.; Electricity Distribution. Part 1. Contributions. 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438), Volume 4, 2-5 June 1997 Page(s):9/1 - 9/5 vol.4

Man-machine interaction in power system control centers Vale, Z.A.; Goncalves, M.J.D.; doVale, A.A.; Fernandes, M.F.; Marques, A.; Systems, Man, and Cybernetics, 1994. 'Humans, Information and Technology'. 1994 IEEE International Conference on, Volume 2, 2-5 Oct. 1994 Page(s):1092 - 1097 vol.2

An integrated solution for protection and automation of power systems, Lehtonen, M.; Antila, E.; Seppanen, M.; Electricity Distribution. Part 1. Contributions. 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438), Volume 4, 2-5 June 1997 Page(s):24/1 - 24/5 vol.4

***PAULO ROBERTO DE SOUZA PIMENTEL é engenheiro eletricista, especializado em Sistemas Digitais Aplicados às Subestações e em Sistemas Elétricos de Potência. Pós-graduado em Automação de Sistemas Elétricos de Potência pela UFRJ, realizou também o MBA Executivo na FGV-SP em Gestão Estratégica e Econômica de Negócios. Atualmente, é gerente de tecnologia da distribuição da AES Eletropaulo.**

FIM

Obtenha este e outros capítulos do fascículo sobre distribuição de energia, em formato PDF, no site www.oseletrico.com.br Dúvidas e outros comentários podem ser encaminhados para redacao@atitudeeditorial.com.br