

# Sistema de Supervisão da Tensão Secundária de Transformadores de Distribuição

U. H. Bezerra, NESC/UFPA; J. N. Garcez, NESC/UFPA; J. C. W. A. Costa, NESC/UFPA; M. N. A. Moscoso, NESC/UFPA; J. A. S. Sena, NESC/UFPA; K. T. de Souza, NESC/UFPA; R. R. da Silva, NESC/UFPA; R. J. S. Lemos, NESC/UFPA; M. A. B. Amora, NESC/UFPA; M. N. Branche, CEA e U. Amaral, CEA

## RESUMO

O presente trabalho apresenta um sistema distribuído para a supervisão da tensão secundária de transformadores de distribuição, que se constitui uma solução integrada e de baixo custo, que envolve a utilização de instrumentos microprocessados para a aquisição das amostras dos sinais de tensão nas fases A, B, e C em relação ao neutro; o sistema de comunicação baseado em linha discada para a transmissão dos dados coletados ao nível dos transformadores, para um computador central no Centro de Operação da Distribuição (COD); e o sistema de software para a comunicação, armazenamento e recuperação de informações sobre a qualidade da energia nos pontos monitorados. Este sistema envolve uma concepção mais moderna de supervisão da rede de distribuição secundária, e está implantado em projeto piloto na rede de distribuição metropolitana da cidade de Macapá, operada pela distribuidora CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá. Pretende-se neste trabalho apresentar a descrição desse sistema, abordando as suas principais características. Também serão apresentados alguns resultados obtidos com a operação experimental desse sistema, em projeto piloto.

## PALAVRAS-CHAVE

Monitoramento de tensão; Qualidade de energia; Sistemas de distribuição; Cálculo de índices de qualidade.

## I. INTRODUÇÃO

A CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá, em parceria com o NESC/UFPA – Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação / Universidade Federal do Pará, está implantando um sistema de supervisão distribuído para o monitoramento das tensões secundárias dos transformadores de distribuição da rede metropolitana de Macapá.

Este sistema é composto de uma rede de 20 instrumentos instalados nos secundários dos transformadores, para a aquisição em tempo real de amostras das tensões nas fases A, B, e C, as quais são transmitidas, via modem

e linha telefônica, para um computador central localizado no Centro de Operação da Distribuição – COD da Empresa, onde são visualizadas em terminal de vídeo e armazenadas em banco de dados para as posteriores análises e emissão de relatórios operacionais e cálculos de índices de qualidade de energia, relacionados com os pontos supervisionados.

O sistema em implantação permite que sejam registradas as interrupções de energia nos secundários dos transformadores, sendo possível a partir daí, levantar para todos os consumidores ligados a esses transformadores, os índices individuais DIC, FIC, DMIC e pela associação desses, chegar-se aos índices DEC e FEC. Também os instrumentos permitem um acompanhamento contínuo das variações nos valores RMS das tensões, ao longo do ciclo de operação, possibilitando que sejam identificadas condições críticas de operação, e sejam encaminhadas as soluções mitigadoras para os casos em questão.

Além dos valores RMS das tensões, que são enviados conforme a periodicidade programada pelo pessoal da operação, os instrumentos também podem enviar, sob requisição, amostras das ondas de tensão, as quais podem ser utilizadas, via software, para a obtenção das componentes harmônicas. A decomposição harmônica permite a obtenção dos índices de distorção harmônica total de tensão (THDv%) nos pontos de monitoramento, e a identificação de potenciais cargas poluidoras ligadas aos transformadores supervisionados.

Pretende-se neste trabalho apresentar maiores detalhes sobre este sistema de monitoramento ora em implantação, e relatar a experiência acumulada com a operação do mesmo.

## II. O SISTEMA DE MONITORAMENTO

O sistema de monitoramento aqui proposto e implantado em projeto piloto no sistema de distribuição metropolitano de Macapá – AP, representa uma solução integrada composta de três partes principais: o instrumento de monitoramento; o sistema de comunicação; o sistema de software. A figura 1 apresenta de forma esquemática a concepção desse sistema.

Este trabalho foi apoiado pela CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá, como parte do seu programa anual de P&D, do ciclo 2001-2002.

U. H. Bezerra; J. N. Garcez; M. N. Moscoso; J. A. da Silva; K. T. de Souza; R. R. da Silva e R. S. Lemos – São pesquisadores do NESC/UFPA – Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Pará. ([www.ufpa.br/nesc](http://www.ufpa.br/nesc))

M. N. Branches e U. Amaral – São engenheiros da CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá.

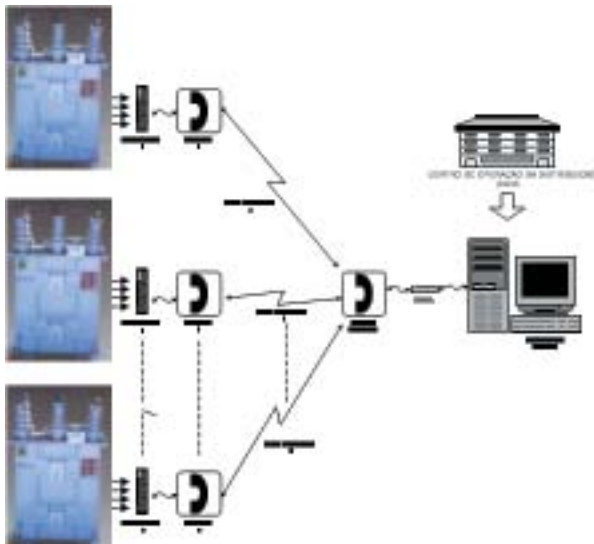


FIGURA 1 – Sistema de monitoramento da tensão secundária de transformadores de distribuição.

Nesta figura pode-se observar que cada transformador monitorado tem instalado no seu secundário um instrumento, contendo placa de modem e uma linha telefônica dedicada. Na outra ponta, ou seja no COD da empresa, os dados transmitidos pelos instrumentos são recebidos via modem e armazenados em banco de dados no microcomputador, para posterior recuperação e formatação dos relatórios operacionais.

#### A. O Instrumento

O instrumento é baseado em hardware de microcontrolador RISC de 16 bits, ao qual foram agregados diversos outros componentes, formando placas de circuitos impressos que desempenham diversas funções específicas como: Condicionamento do sinal de tensão nas fases A, B, C em relação ao Neutro, para a alimentação do instrumento; Placa de Modem, para a comunicação do instrumento com o computador central e do computador para o instrumento; Placa para o carregamento de bateria; Placa de proteção do instrumento contra surtos de tensão na rede elétrica.



FIGURA 2 – Foto do instrumento de monitoramento

Na figura 2 mostra-se uma foto do instrumento, com a tampa do invólucro aberta, podendo-se ver as diversas

placas que compõem o instrumento. Como principais características desse instrumento pode-se citar:

- O instrumento é trifásico, podendo ser instalado em tensões fase-neutro de 127 V/ 220 V. A placa de condicionamento de sinal adequa o nível da tensão de entrada para o nível de operação do conversor analógico/ digital (A/D).
- O microcontrolador utilizado (arquitetura RISC de 16 bits), é adequado para a utilização em instrumentação de alto desempenho, apresentando baixo consumo de energia.
- O conversor A/D tem resolução de 12 bits, com taxa de amostragem programável, podendo realizar até 256 amostras por ciclo da onda de tensão.
- A memória não volátil disponível no instrumento (8Kb), é suficiente para o armazenamento dos valores RMS das tensões das três fases por períodos de aproximadamente 48 horas, considerando-se o armazenamento desses valores a cada 10 min. Essa característica pode ser utilizada para reduzir o número de chamadas telefônicas a serem realizadas para a transferência de dados para o COD.
- O modem desenvolvido para este instrumento segue o padrão V.23 com capacidade para discar por tom (DTMF) e por pulso e manter um link de comunicação full-duplex, permitindo a reconfiguração remota do instrumento, dispensando o uso de gravadores de parâmetros no local da instalação. O modem também dispõe de proteção contra surtos que possam ocorrer na linha telefônica e, além disso, os seus componentes estão ótica e galvanicamente isolados da linha telefônica.
- O instrumento é alimentado pela própria tensão da rede de distribuição. Ocorrendo a falta de energia, o instrumento conta com bateria própria, que é controlada e carregada pela placa de carregamento de bateria, e tem autonomia para 12 horas.
- O instrumento dispõe de uma placa de proteção que o protege contra surtos de tensão na rede elétrica, de até 4 kV, especificado em norma para esta classe de instrumento.

Um importante recurso desse instrumento é o relógio/ calendário de tempo real, que permite a datação precisa dos eventos registrados.

#### B. O Sistema de Comunicação

A solução adotada para a comunicação entre o instrumento e o computador, e vice-versa, é a linha telefônica discada. Esta solução já é utilizada no setor elétrico, ao nível dos sistemas de distribuição, pela ANEEL para coletar informações sobre interrupção do fornecimento de energia aos consumidores. É uma solução de custo relativamente baixo, e também apresenta a vantagem do sistema de telefonia urbana ter uma alta capilaridade, servindo portanto ao propósito de monitoramento das redes urbanas de distribuição de energia.

### C. O Sistema de Software

O sistema de software aqui desenvolvido contempla as aplicações ao nível do instrumento e ao nível do usuário, para a gerência da coleta de dados, armazenamento em banco de dados, e a recuperação desses dados como informações formatadas convenientemente, e apresentadas em relatórios impressos e relatórios em terminal de vídeo.

O software desenvolvido para o microcontrolador do instrumento executa ações de suporte, para a comunicação com os barramentos e os dispositivos periféricos, e também realiza as ações de aquisição de dados. Com relação ao software de aquisição de dados, a rotina principal refere-se a aquisição de amostras do sinal de tensão com a taxa de 256 amostras/ciclo e o respectivo cálculo do valor RMS para o ciclo amostrado. A cada 16 ciclos (que corresponde a 0,267 s) computa-se o valor RMS do período, o qual é utilizado para :

- 1- Detectar se ocorreu interrupção de energia, caso em que o valor RMS calculado deve situar-se na faixa estabelecida pela resolução no. 24 da ANEEL [6] e persistir pelo tempo mínimo de 1 minuto. Neste caso o software do instrumento gerará um registro de interrupção que conterá a fase onde ocorreu, a data e horário, e a duração da interrupção, que é calculada quando ocorre o retorno da energia.
- 2- Verificar se a tensão RMS encontra-se nas faixas: normal, crítica ou precária, conforme estabelece a resolução no. 505 da ANEEL [7]. Esses registros são então armazenados e depois transferidos para o banco de dados residente no computador do COD.

Com relação ao software disponível para uso direto do usuário, existem facilidades implementadas que permitem a realização de diversas ações, tanto ao nível do instrumento como ao nível do banco de dados local. A seguir descreve-se essas principais características:

- Por meio do sistema de software o usuário pode realizar as tarefas de Configuração do Instrumento, o que corresponde a fazer uma verificação/alteração de seus parâmetros operacionais como:
  - 1)**Período de medição:** informa para o instrumento o intervalo de tempo (especificado em minutos) para o qual ele deve gerar um valor RMS da tensão de fase. Normalmente para aplicações de monitoramento dos secundários dos transformadores de distribuição, tem-se utilizado esse parâmetro igual a 10 minutos.
  - 2)**Período de transmissão:** informa ao instrumento de quanto em quanto tempo ele deve transmitir os dados armazenados, para o COD. Para o monitoramento dos transformadores da CEA, tem-se utilizado esse tempo igual a 60 minutos.
  - 3)**Tempo de observação:** período total (especificado em dias) para a realização do monitoramento contínuo do transformador.

- O usuário também pode remotamente configurar alguns parâmetros que caracterizam o evento interrupção de energia. Esses parâmetros configuráveis são:

- 1)**Período de Notificação:** na ocorrência de uma interrupção de energia, este parâmetro especifica quanto tempo depois o instrumento deve informar ao COD este evento. Caso deseje-se que a notificação seja imediata, deve-se entrar com o valor zero para este parâmetro, o que fará com que o instrumento gere uma ligação 0800 para o COD.
  - 2)**Duração Mínima:** informa o tempo mínimo, em segundos, que a falta de fase passa a caracterizar uma interrupção. Este valor é regulamentado em resolução da ANEEL.
  - 3)**Valor Máximo:** valor que determina o limite RMS, a partir do qual, valores menores ou iguais são caracterizados com interrupção de energia.
- O cadastramento dos transformadores e dos instrumentos de monitoramento instalados nesses transformadores é feito de maneira simples, através de janelas da interface homem – máquina. Cada instrumento deve estar associado a um telefone, cujo número é informado, inclusive com o código de área.
  - Os dados vindos dos instrumentos em campo são armazenados no banco de dados, e são acessados diretamente pelo usuário, para a visualização dos relatórios operacionais. Diversos relatórios estão disponibilizados como :1) visualização em gráfico e tabela dos valores RMS das tensões nas fases A, B, C; 2)visualização em gráfico e tabela dos valores de duração e frequência das interrupções ocorridas nos secundários dos transformadores.

### III INTERFACE COM O USUÁRIO

O usuário interage com o sistema de monitoramento por meio de janelas de dados, tanto para a passagem de parâmetros e informações para o instrumento, como para o acesso as informações armazenadas em base de dados. Exemplos típicos dessa interface estão mostrados nas figuras a seguir. A figura 3 apresenta a tela inicial do sistema de software, no padrão windows, contendo menus horizontais e verticais. Também sobreposta à esta tela foi apresentado a janela de Login para ter-se acesso a base de dados. O sistema permite vários níveis de acesso, com diferentes graus de responsabilidade com relação à integridade dos dados.



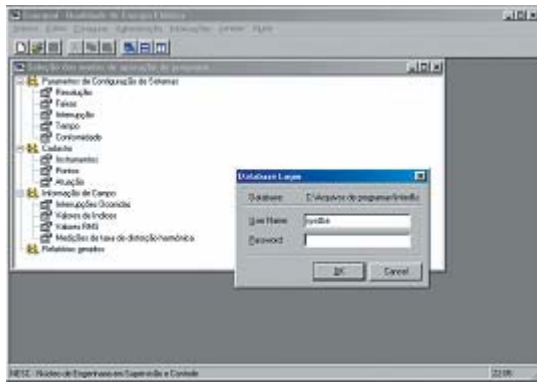


FIGURA 3 – Tela principal com a sobreposição de tela do Login para acesso do banco de dados

Na figura 4 está apresentada a janela de dados utilizada para a entrada de dados relativos a configuração do esquema de aquisição de dados, informando para o instrumento o período de medição, o período de transmissão e o tempo de observação.



FIGURA 4 – Janela de dados para a configuração da transferência de dados

Já na figura 5 tem-se representado a janela de dados para informar ao instrumento os parâmetros que caracterizam uma interrupção de energia, conforme comentado anteriormente.

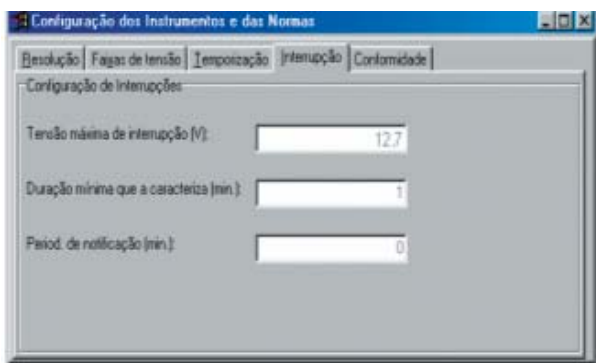


FIGURA 5 – Janela de dados para a caracterização das interrupções de energia

Informações técnicas sobre a instalação do instrumento são introduzidas através da janela de dados mostrada na figura 6. Nesta janela vale ressaltar os campos que informam o número do telefone ao qual o instrumento está conectado, e o número IP do instrumento para aplicações de internet. Também são informadas a data e hora (dd/mm/aaaa) e (hh/mm/ss) que o instrumento iniciou a sua opera-

ção, como também são registrados nos formatos de data e hora apresentadas anteriormente, todas as intervenções feitas pelo usuário no instrumento para atualização de parâmetros, reinicialização, e outras.

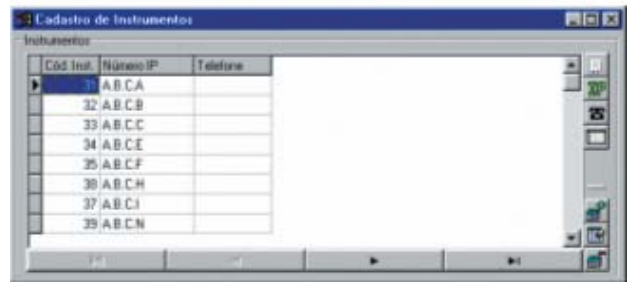


FIGURA 6 – Janela de dados para o cadastro de instrumentos

Os valores RMS registrados para as fases A, B, e C dos secundários dos transformadores são visualizados conforme apresentado na figura 7, os quais são dados reais registrados no transformador CH61, na Av. Iracema C. Nunes em Macapá. Esses dados são apresentados em forma de tabela ou em forma gráfica, com registro do instante da coleta (dd/mm/aaaa e hh/mm/ss). Na forma gráfica os valores das fases A, B, e C são diferenciados por cores diferentes. Na escala de tempo, pode-se aplicar o efeito de *zoom*, podendo-se obter resoluções na faixa de minutos.

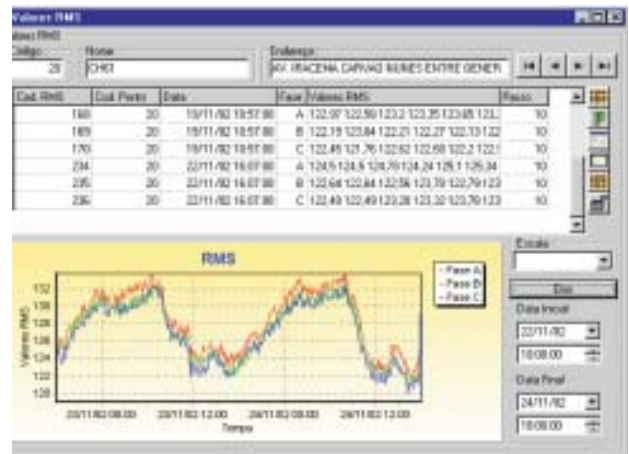


FIGURA 7 – Apresentação de Resultados de Tensão RMS

Na figura 8 tem-se a apresentação de uma janela de resultados utilizada para a apresentação das estatísticas sobre as interrupções de energia ocorrida nos secundários dos transformadores monitorados. Esses dados são reais, registrados no transformador CH195, instalado na Av. Padre Júlio, Macapá. Em forma de tabela são informados os instantes iniciais das interrupções ocorridas e a duração dessas interrupções em segundos. Na forma de gráfico, apresenta-se para um transformador escolhido, os mesmos resultados, porém em forma de barra vertical (duração da interrupção), e sobre a escala de tempo localiza-se o início das interrupções. Também é permitida a pesquisa dentro de um intervalo de tempo, caracterizado por um instante inicial e o instante final, no formato dd/mm/aaaa e hh/mm/ss.



FIGURA 8 – Apresentação de resultados das interrupções de energia

#### IV CONCLUSÕES

O sistema de monitoramento distribuído dos secundários dos transformadores de distribuição aqui apresentado está implantado, em projeto piloto, na rede de distribuição metropolitana de Macapá – AP, operada pela CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá.

Foram selecionados 20 transformadores para a implantação do projeto piloto, que aconteceu durante a segunda semana de Junho de 2002. Nesta fase inicial de avaliação do sistema de monitoramento foram observados alguns problemas com relação à falha de comunicação com alguns instrumentos, cuja causa estão sendo analisadas pela equipe de desenvolvimento. Também algumas pequenas instabilidades verificadas com o sistema de software foram detectadas e estão sendo resolvidas. Como em qualquer projeto de P&D, este não foge à regra de passar pela fase de ajuste experimental, adequando-se as condições de desenvolvimento em laboratório para as condições encontradas no sistema real.

Uma avaliação preliminar da utilização do sistema têm mostrado que o mesmo é muito promissor para subsidiar a operação das redes de distribuição, no sentido de fornecer informações preciosas sobre a operação do sistema elétrico, e permitir a avaliação da qualidade da energia fornecida aos seus consumidores.

Com a utilização deste sistema de monitoramento, as interrupções de energia serão imediatamente reportadas ao COD, e as equipes de manutenção poderão ser encami-

nhadas ao local do defeito para a restauração do serviço, em tempo mais ágil.

Os registros dos valores RMS das fases dos secundários dos transformadores de forma contínua ao longo do ciclo de carga dos alimentadores, permitirá a detecção de situações de tensões críticas e precárias, com os respectivos horários de ocorrência, facilitando assim o encaminhamento das medidas mitigadoras para a solução desses problemas.

Espera-se com a operação assistida deste projeto piloto obter-se em curto espaço de tempo um sistema de monitoramento robusto, com relação ao software e ao hardware, e que novos desenvolvimentos possam ser implementados visando aumentar os recursos de monitoramento disponíveis para os usuários.

#### V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, M. N. A. Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, R. R. Silva, R. S. Lemos, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Desenvolvimento de protótipo de um instrumento para monitoramento da qualidade de energia de uma concessionária de distribuição de energia elétrica". In I CITNEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília – DF, 2001.
- [2] U. H. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A. Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S., E. M. Amazonas, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Instrumento para monitoramento da qualidade da energia em rede de distribuição elétrica". In IV SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica, Porto Alegre – RS, 2001.
- [3] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A. Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Power quality monitoring instrument for energy distribution feeder". In 11th IMEKO TC – 4 Symposium – Trends in Electrical Measurement and Instrumentation, Lisboa – PT, 2001.
- [4] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, W. J. F. Lima, J. H. M. Maciel, A. L. S. Castro, R. N. C. Alves, M. N. A. Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, A. G. Castro, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Integrating a power quality monitoring system in a distribution control center". In IEEE Porto Power Tech, Porto – PT, 2001.
- [5] U. H. Bezerra, J. N. Garcez, M. N. A. Moscoso, J. A. S. Sena, K. T. Souza, R. R. Silva, R. S. Lemos, A. A. A. Tupiassu, J. E. Mesquita, "Sistema para o monitoramento da qualidade de energia elétrica de um conjunto de consumidores em baixa tensão". In CITNEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília – DF, 2001.
- [6] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução no. 24 de 27 de Janeiro de 2000, Brasília-DF, 2000.
- [7] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução 505 de 26 de Novembro de 2001, Brasília-DF, 2001.
- [8] Borland, *C++ Builder 5 for Windows 2000/98/95/NT: Developer's Guide*. New York, 2000