

# Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica

Marcelo A. Ravaglio, André R. Almeida, Giordano B. Wolaniuk – LACTEC  
Heitor H. D. Manguiera, Júlio C. Mendes – CEMAR

**Resumo** - Este artigo apresenta os principais resultados do Projeto de P&D “Desenvolvimento de Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica”, realizado para a CEMAR, no ciclo 2006/2007 da ANEEL. Apresenta a metodologia adotada pelo LACTEC para o desenvolvimento de um transformador de distribuição convencional, com medição de energia elétrica integrada. O protótipo desenvolvido apresentou desempenho plenamente satisfatório tanto em laboratório, como em campo, com menor custo de implantação que o Sistema de Medição Fiscal adotado atualmente pela CEMAR e maior grau de proteção para o combate de perdas comerciais. Possibilita adicionalmente o monitoramento em tempo real, registro de ocorrências e a avaliação das curvas diárias de carregamento, tensão de operação e de consumo do posto de transformação, o habilitando para integração futura em redes inteligentes (smart-grid).

**Palavras-chave** – Perdas Comerciais, Transformador de Distribuição, Medição de Energia Elétrica, Medição Fiscal, Redes Inteligentes (smart-grid).

## I. INTRODUÇÃO

No contexto de distribuição de energia, pode-se definir perda como a diferença entre a quantidade de energia comprada ou gerada (e distribuída) e a quantidade de energia paga pelos consumidores. Estas perdas podem ser de duas naturezas:

- Perdas Técnicas – volume de energia despendido por efeito Joule durante o processo de distribuição de energia, causado pelas resistências internas dos condutores e equipamentos de distribuição. Há regulamentações técnicas que descrevem como esse montante pode ser estimado. Este tipo de perda pode ser reduzido através de investimento na construção de novas redes, da correta manutenção e melhor especificação dos equipamentos e da melhoria dos processos de distribuição de energia.

---

Os autores expressam seus agradecimentos a todos os colaboradores da CEMAR, Romagnole e LACTEC que, de maneira direta ou indireta, auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho.

Marcelo A. Ravaglio trabalha na Divisão de Sistemas Elétricos do LACTEC (e-mail: marcelo@lactec.org.br).

André R. Almeida e Giordano B. Wolaniuk trabalham na Divisão de Sistemas Eletrônicos do LACTEC (e-mail: andre.almeida@lactec.org.br, giordano@lactec.org.br).

Heitor H. D. Manguiera, Júlio C. Mendes trabalham no Centro de Intelligência e Gerência de Planejamento da CEMAR, respectivamente (e-mail heitor.manguiera@cecar-ma.com.br, julio.mendes@cecar-ma.com.br).

- Perdas Comerciais (Não Técnicas) – montante de energia gerado mais o comprado pela concessionária e não faturado aos consumidores, descontadas as perdas técnicas. A causa mais comum são ligações irregulares, entretanto, erros de medição ou defeito de equipamentos também são possíveis.

As perdas comerciais provocam uma grande diminuição de receita para as companhias de distribuição de energia brasileiras. Para se ter uma idéia da magnitude do problema basta dizer que a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL elegeu o combate a perdas comerciais como prioritário a partir de 2005. Ligações irregulares na rede de distribuição representam um grande risco para a segurança pública, uma vez que alteram as características da rede e podem causar sérios acidentes e incêndios, por vezes fatais [1,2,3,5].

O cálculo do valor das perdas comerciais é uma tarefa bastante difícil de ser realizada, já que, com raras exceções, não é possível precisar onde elas ocorrem e, conseqüentemente, estimar o seu valor. O desconhecimento dos pontos onde acontecem as perdas comerciais deve-se à falta de controle interno das empresas quanto ao montante de perdas que ocorrem por sua exclusiva responsabilidade. Quanto às perdas decorrentes de ações praticadas pelos consumidores, elas são ainda mais difíceis de serem dimensionadas, já que são realizadas com o cuidado de não serem descobertas.

Segundo o Comitê de Distribuição - CODI, as seguintes causas foram consideradas as mais importantes para serem identificadas e corrigidas na rede de distribuição de energia elétrica, visando o estabelecimento de programas de combate às perdas não técnicas:

- Falta de medição em unidades consumidoras;
- Perdas de transformação (consumidores do Grupo A);
- Cargas especiais (TV a cabo, telefone, sinaleiros);
- Erros de medição (falha humana, calibração);
- Erros de faturamento;
- Fraude interna (empregados da Concessionária);
- Iluminação pública (cadastro, relés fotoelétricos);
- Desvio (padrão anti-furto);
- Ligação Clandestina;
- Fraude ou Furto na unidade consumidora.

Várias concessionárias têm desenvolvido experiências para o monitoramento de alimentadores de distribuição, visando um maior controle e precisão no cálculo das perdas.

Em 2005, a Companhia Energética da Bahia - COELBA e a Universidade Federal da Bahia - UFBA realizaram um plano amostral no sistema de distribuição dessa concessionária, com características de aleatoriedade, que garantissem a sua representatividade, cobrindo vasta gama de tipos de consumidores, para captar as distintas realidades de mercado e de comportamentos [3]. Embora todas as causas citadas de perdas comerciais sejam, em princípio, igualmente relevantes, o trabalho estatístico se concentrou nos fatores cadastramento, medição e fraudes. Para uma amostra de 11.212 consumidores de baixa tensão, foram identificadas irregularidades em 92 % das unidades inspecionadas, destacando-se grande incidência de caixas de medição sem lacre, porém em apenas 4 % dos casos listados na Tabela 1, estas irregularidades geravam perdas comerciais.

Tabela 1 – Perdas não Técnicas na COELBA

Tipo	Número	%
Desvio antes do medidor	75	23,59
Medidor com defeito	70	22,01
Circuito de potencial interrompido	57	17,92
Desvio embutido na parede	47	14,78
Medidor com selo violado	20	6,28
Medidor danificado	15	4,72
Medidor com disco parado	12	3,78
Constante parada	11	3,46
Fraude na chave de aferição	11	3,46
Total	318	100

Concessionárias que possuem suas áreas de concessão com características sócio-econômicas precárias apresentam maior propensão à fraude e os custos para combatê-las são elevados. O Estado do Maranhão apresenta baixo IDH, lentidão da justiça, alto percentual de domicílios precários, baixo consumo industrial e de serviços públicos. Todos estes fatores justificam o elevado índice de perdas comerciais na Companhia Energética do Maranhão - CEMAR, sendo de 25,2 % em 2009. Alguns alimentadores da região metropolitana de São Luís apresentam perdas comerciais de até 60 %. A CEMAR possui em torno de 45 mil transformadores de distribuição em operação, com uma taxa anual de falhas de aproximadamente 4,4 %.

Várias medidas vêm sendo tomadas para reduzir as perdas na rede de distribuição, incluindo a realização de projetos de P&D e a implementação de programa de medição fiscal, pelo qual se monitora mensalmente a energia elétrica consumida nos postos de transformação, possibilitando a identificação de fraudes e a regularização do fornecimento de energia elétrica para os consumidores não adequadamente cadastrados.

No programa de medição fiscal, instala-se um medidor de energia elétrica para registrar o consumo total do posto de transformação, entre os terminais secundários do transformador de distribuição e os condutores da rede de baixa tensão [4]. A Figura 1 exemplifica o emprego da medição fiscal adotada na CEMAR para o combate de fraudes e perdas comerciais.



Figura 1 – Programa de medição fiscal da CEMAR.

O Programa de Medição Fiscal na CEMAR foi implementado visando o monitoramento da energia elétrica consumida em postos de transformação de áreas com índice elevado de fraudes, apresentando resultados bastante satisfatórios. Em um grupo 24 transformadores de distribuição em alimentador da região de São Luís, a CEMAR obteve sucesso no combate das perdas comerciais, obtendo uma redução significativa dessas perdas, de 62 % para apenas 7 %, permitindo a recuperação de 139.400 kWh. Para tanto, foram realizadas 803 regularizações de instalações de consumidores e 26 negociações com consumidores irregulares, permitindo a recuperação mensal de R\$ 71 mil, apenas em uma região atendida pelo seu sistema de distribuição. O programa, entretanto, atende apenas a fiscalização de redes urbanas de distribuição, em geral trifásicas, de classe 15 kV.

Com a expansão do Programa de Medição Fiscal para boa parte dos transformadores de distribuição em operação na região metropolitana de São Luís, já se obteve uma redução significativa das perdas comerciais no sistema de distribuição da CEMAR, estimando-se a cifra de 7,8 % para 2008.

O projeto “Desenvolvimento de Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica” apresenta objetivos similares ao do Programa de Medição Fiscal da CEMAR, porém visa a redução de fraudes em redes de distribuição urbanas e rurais, com a medição remota do consumo mensal do posto de transformação, através de comunicação de curta distância. Em função de integrar um medidor digital de energia elétrica junto ao transformador de distribuição, o protótipo avaliado neste projeto evita o emprego de cabos isolados para permitir a instalação do medidor de energia elétrica no poste de distribuição, em altura adequada para sua leitura mensal, conforme mostrado na Figura 1. Além disso, a técnica proposta dificulta a realização de fraudes na rede secundária, na conexão entre os terminais de baixa tensão do transformador de distribuição e o medidor de energia da caixa de entrada dos consumidores, no caso de redes rurais, ou entre os terminais secundários do transformador e o medidor de energia totalizador do posto de transformação, no caso de redes urbanas com medição fiscal. A leitura mensal do consumo total do posto de transformação é realizada remotamente, através de uma comunicação de curta distância, empregando-se um *smartphone*, já largamente utilizado pela CEMAR para o registro da leitura mensal de unidades consumidoras em sua rede de distribuição.

## II. DESENVOLVIMENTO DO TRANSFORMADOR COM MEDIÇÃO INTEGRADA

Ainda que originalmente o projeto de P&D “Desenvolvimento de Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica”, proposto para a CEMAR, previsa o desenvolvimento de solução para combate às perdas comerciais na rede de distribuição rural, desde o seu início, em Agosto de 2008, decidiu-se pela construção de um protótipo de transformador de distribuição trifásico, com medição de energia elétrica integrada, visando sua utilização em redes de distribuição urbanas, de modo a também atender ao Programa de Medição Fiscal, em realização pela concessionária no Estado do Maranhão.

Assim sendo, definiu-se o desenvolvimento de um transformador de distribuição trifásico, de classe 15 kV, 30 kVA, que atendesse à especificação técnica da CEMAR, porém equipado com uma caixa metálica externa, solidária ao tanque do transformador, para a instalação de um medidor de energia e de circuitos eletrônicos para a transferência dos dados registrados, por comunicação de curta distância, para um dispositivo portátil do tipo *smartphone*.

A Romagnole Produtos Elétricos S/A, com sede em Mandaguari, no norte do Paraná, foi convidada como parceira industrial visando o projeto, montagem e a construção de protótipo do transformador com medição integrada para avaliação em laboratório e no campo, de acordo com a especificação técnica da CEMAR.

A Figura 2 mostra a proposta do arranjo definido pelo LACTEC e Romagnole para a construção do protótipo do Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica. Foi prevista a instalação de transformadores de corrente internamente ao tanque do transformador de distribuição, junto às buchas dos terminais de fase do enrolamento de baixa tensão. Deste modo, toda a carga alimentada pelo transformador de distribuição, incluindo eventuais fraudes, poderia ser monitorada em tempo real pelo sistema desenvolvido de medição integrada. O medidor digital de energia elétrica e os circuitos eletrônicos desenvolvidos foram instalados em caixa metálica, fixada na parte lateral do tanque, entre os dois suportes metálicos de fixação do transformador no poste.

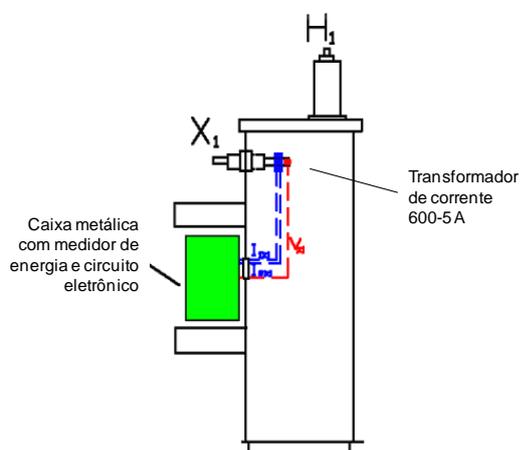


Figura 2 – Proposta para construção de protótipo de transformador com medição integrada

A opção em utilizar transformadores de corrente 600-5 A, com exatidão de 0,3 %, mesmo em redes de baixa tensão onde a medição de energia elétrica pudesse ser direta (transformadores de até 30 kVA) visou a padronização do projeto proposto para todos os modelos de transformadores de distribuição trifásicos empregados na rede de distribuição da CEMAR e, particularmente, para evitar interligações desnecessárias e a instalação de buchas de baixa tensão adicionais na parte inferior da caixa metálica, deixando os terminais originais do transformador de distribuição à disposição da concessionária para sua ligação com a rede de baixa tensão.

A caixa metálica prevista para abrigar o medidor de energia e os circuitos eletrônicos foi projetada com as seguintes características:

- Dimensões: 410 mm x 260 mm x 170 mm.
- Tampa metálica, fixada através de parafusos de segurança, para tornar a caixa de medição inviolável.
- Placa de montagem interna, para a fixação do medidor de energia e dos circuitos eletrônicos, fixada no fundo da caixa metálica, com espaçamento de 10 mm.
- A caixa metálica deve ser fixada ao tanque do transformador de distribuição, respeitando um espaçamento de 20 mm, a fim de reduzir a transferência de calor gerado no equipamento de potência.
- Aterramento da caixa metálica solidário ao tanque do transformador.
- A caixa metálica deve possuir bucha de passagem com oito terminais para a medição indireta de energia elétrica, sendo quatro para os sinais de corrente (três fases e o fechamento da conexão dos secundários dos transformadores de corrente em estrela) e quatro para os sinais de tensão (três fases e o neutro da rede de baixa tensão).

A Figura 3 mostra o projeto do protótipo construído do Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica, elaborado em conjunto com a Romagnole.

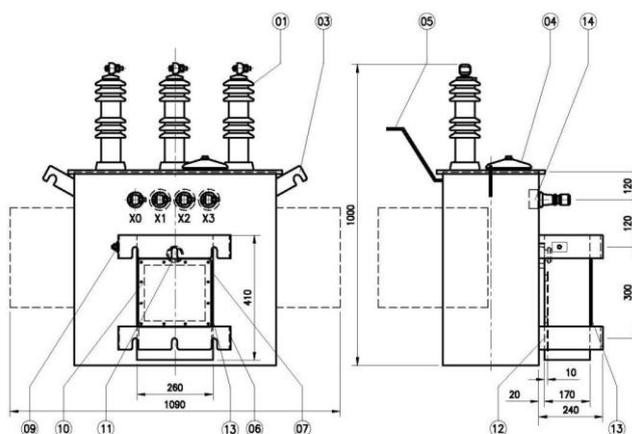


Figura 3 – Projeto do protótipo de transformador com medição integrada

Para a transmissão remota dos dados acumulados no medidor digital de energia elétrica do posto de transformação, foi prevista a utilização de meio de comunicação de curta distância, com tecnologia *Bluetooth* e alternativamente, através de comunicação serial por rádio, com alcance superior a 15 metros.

Como a CEMAR já utilizava dispositivos do tipo *smartphone* em atividades de cadastro de consumidores e leitura mensal do consumo de energia elétrica, decidiu-se utilizar os mesmos dispositivos como terminal remoto, para o armazenamento temporário do consumo registrado no posto de transformação, sendo necessário, entretanto, o desenvolvimento de uma nova função, como adendo ao aplicativo adotado pela CEMAR. Inicialmente foi prevista a utilização do *smartphone* PalmOne, sendo substituído pelo modelo Blackberry 8310 e, mais recentemente, pelo modelo Inter-mec CN3.

A Figura 4 mostra o diagrama de blocos dos circuitos eletrônicos desenvolvidos para instalação junto ao Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica, visando permitir o monitoramento do consumo de energia elétrica do posto de transformação e para a transmissão das informações registradas para o terminal remoto (*smartphone*).

O projeto eletrônico prevê a utilização de um medidor digital de energia elétrica, trifásico, modelo Lands+Gyr SAGA 1000 [6], com interface de comunicação serial óptica, apropriado para medição direta dos sinais de tensão (3 fases e o neutro) e para medição indireta dos sinais de corrente (3 fases e o fechamento da ligação em estrela), medidos através de transformadores de corrente.

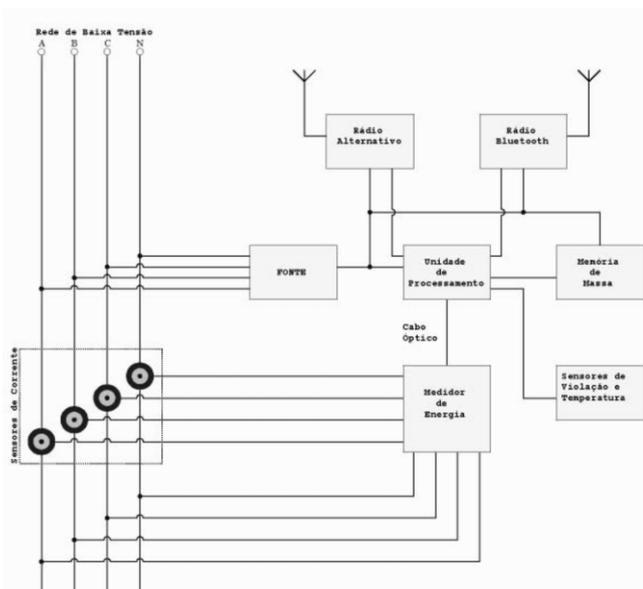


Figura 4 – Diagrama esquemático do circuito eletrônico

O circuito eletrônico emprega um processador Texas, modelo MSP-430 e memória de massa com capacidade de 2 MB, suficiente para o armazenamento de todas as informações necessárias por um período de aproximadamente 5 meses. Além disso, foi prevista a implementação de um sensor de temperatura interna, para a avaliação das condições operacionais do circuito eletrônico e para garantir a exatidão da medição de energia elétrica do posto de transformação, e de um sensor para indicação de violação da tampa da caixa metálica do transformador com medição integrada. A fonte de alimentação, por sua vez, possui dispositivos de proteção contra curtos-circuitos internos e contra distúrbios transitórios na rede de baixa tensão.

Para a comunicação de curta distância foram implementadas duas alternativas: uma com tecnologia *Bluetooth*, utilizando um adaptador Serial – *Bluetooth*, e outra utilizando um par de rádios, com frequência de operação de 900 MHz. Nos dois casos estima-se um alcance de comunicação superior a 15 metros. A Figura 5 mostra detalhe do layout da placa de circuito integrado, projetada pelo LACTEC, para o Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica.

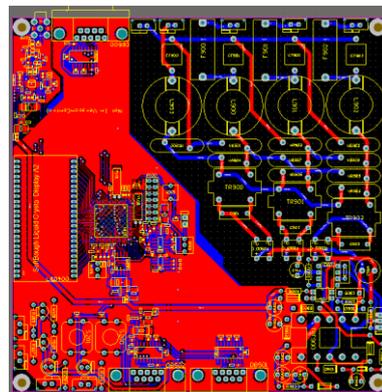


Figura 5 – Layout da placa de circuito impresso

As Figuras 6 e 7 mostram detalhes do protótipo montado do Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica, durante a realização de ensaios de tipo e rotina no Laboratório de Alta Tensão do LACTEC.



Figura 6 – Detalhe do protótipo montado do transformador com medição integrada



Figura 7 – Detalhe do circuito eletrônico instalado no transformador com medição integrada

Devido ao *hardware* desenvolvido pelo LACTEC permitir a implementação de funções mais elaboradas para o monitoramento do posto de transformação, incluindo o registro de eventos específicos e a supervisão da variação diária do carregamento, tensão de fornecimento e energia elétrica suprida, a partir de informações disponíveis no medidor de energia elétrica adotado, decidiu-se, em Abril de 2010, reavaliar e ampliar o escopo do projeto do Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica.

Em decorrência dos *smartphones* Blackberry 8310, adquiridos pelo projeto, possuírem sistema operacional exclusivo, o desenvolvimento de uma aplicação genérica para o monitoramento completo do posto de transformação tornou-se muito difícil. Assim sendo, definiu-se que a nova aplicação deveria ser implementada na plataforma Java e que este dispositivo deveria apenas possibilitar a leitura remota da energia elétrica total consumida no posto de transformação monitorado, via interface *Bluetooth*, com indicações da ocorrência de violação do gabinete, superaquecimento interno, falha de comunicação, data e hora da última medição realizada pelo leiturista da CEMAR, além da data e hora da última interrupção e do restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Além disso, o uso de *smartphones* Blackberry foi descartado pela CEMAR, sendo substituído pelo modelo Intermec CN3, com sistema operacional Windows Mobile, a ser empregado, pelo menos, na Ilha de São Luís, Maranhão.

Por outro lado, definiu-se que um microcomputador do tipo *netbook*, também adquirido pelo projeto, deveria ser empregado para a transferência dos dados acumulados e para a análise e a supervisão das grandezas monitoradas pelo Transformador com Medição Integrada. O aplicativo para o *netbook* foi desenvolvido na plataforma Visual Basic .net, com as seguintes funções:

- Comunicação de curta distância via *Bluetooth* ou por rádio de 900 MHz.
- Leitura remota da energia elétrica total consumida no posto de transformação.
- Transferência dos dados armazenados da memória de massa para um banco de dados *Microsoft Access*.
- Registro da tensão, corrente e energia elétrica da rede de baixa tensão monitorada, integralizados em períodos de 15 minutos.
- Eventos de superaquecimento interno, violação, interrupção, leitura de energia, falha de comunicação, etc.
- Monitoramento em tempo real de grandezas elétricas na rede de baixa tensão.

Em função do tamanho da memória de massa empregada (2 MB), a descarga dos dados acumulados deverá ser realizada empregando-se o *netbook*, no máximo, a cada 90 dias corridos.

A Figura 8 ilustra a arquitetura prevista para o acesso remoto, via comunicação de curta distância, da totalização da energia elétrica consumida pelo posto de transformação e informações acumuladas na memória de massa do protótipo do Transformador com Medição Integrada, desenvolvido para a CEMAR.

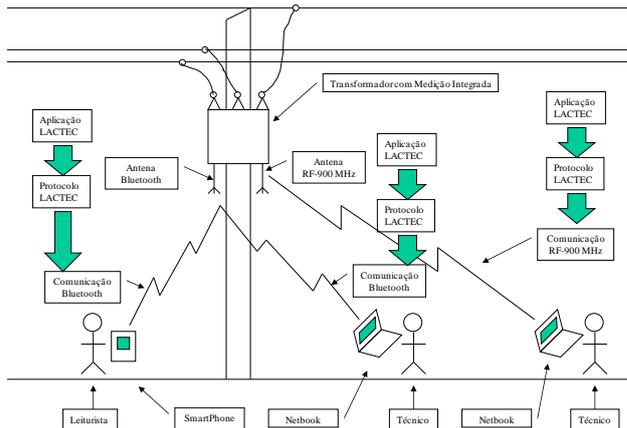


Figura 8 – Acesso remoto ao transformador com medição integrada

Os dois dispositivos digitais adotados neste projeto poderão ser utilizados, indistintamente, para a leitura remota periódica da energia elétrica consumida no posto de transformação, com indicações de eventual ocorrência de violação do gabinete, interrupções do fornecimento de energia elétrica e superaquecimento interno, além das datas da leitura atual e da anterior. Em complemento, deverá ser gerado um arquivo no formato “csv”, para facilitar a transferência das leituras remotas realizadas com esses dispositivos para o sistema de processamento de dados da CEMAR.

As Figuras 9 e 10 exemplificam o procedimento de leitura da energia elétrica, realizadas respectivamente com o *smartphone* Blackberry e o microcomputador *netbook*.



Figura 9 – Leitura remota da energia elétrica através do *smartphone* Blackberry

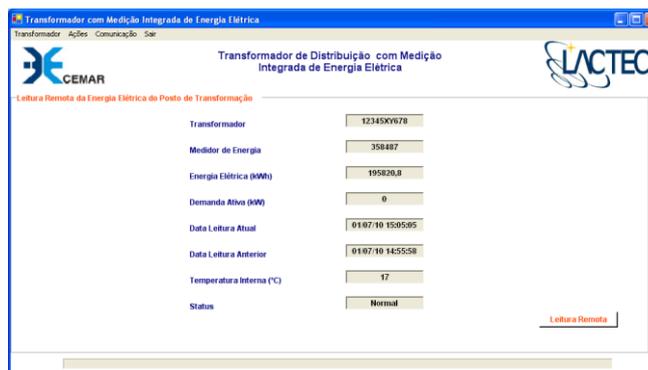


Figura 10 – Leitura remota da energia elétrica através do microcomputador *Netbook*

O aplicativo desenvolvido para utilização no *netbook* poderá adicionalmente ser utilizado para a análise posterior de todos os eventos descarregados da memória de massa do Transformador com Medição Integrada, e a partir de então mantidos em um banco de dados, assim como para a análise da variação diária das tensões, correntes e energia elétrica do posto de transformação supervisionado. A Figura 11 exemplifica a tela do aplicativo para a leitura remota da energia elétrica do dia 1º de Julho de 2010.

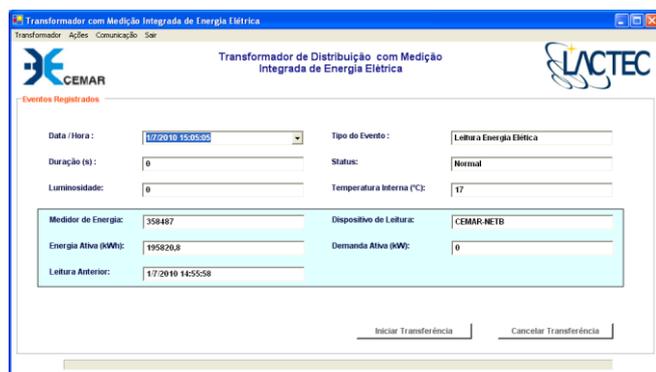


Figura 11 – Registro de evento de leitura remota de energia elétrica (*Netbook*)

### III. ENSAIOS DE LABORATÓRIO E CAMPO

O protótipo construído do Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica foi exaustivamente avaliado em laboratório, através de ensaios funcionais, de tipo e de rotina, realizados nos laboratórios de Eletrônica e Alta Tensão do LACTEC e na Romagnole. Os seguintes ensaios foram realizados, com resultados plenamente satisfatórios:

- Ensaios de Tensão Aplicada, Tensão Induzida e Impulso Atmosférico.
- Ensaios de Perdas em Vazio, Perdas em Carga e Elevação de Temperatura.
- Ensaio de Elevação de Temperatura com ciclos de carga residenciais, fator de carga 0,49 e sobrecarga de 40 %.
- Ensaio de Imunidade a surtos atmosféricos para o nível de 4 kV.
- Ensaios de Avaliação Funcional do circuito eletrônico em bancada.
- Ensaios de Avaliação Funcional, com a aplicação de ciclos de carga residenciais, com sobrecarga de 40 % e o circuito eletrônico alimentado independentemente.
- Ensaios de Avaliação Funcional, com o transformador alimentado em sua tensão nominal e carga trifásica resistiva aplicada aos seus terminais secundários.

No Ensaio de Elevação de Temperatura com a aplicação de ciclo de carga residencial, o ciclo de carga foi simulado com a aplicação de 24 níveis de corrente aos terminais do enrolamento de alta tensão do transformador de distribuição, com seus terminais de baixa tensão curto-circuitados. A Figura 12 mostra o arranjo de ensaios empregado.

A Figura 13 mostra graficamente a evolução da elevação de temperatura do topo do óleo, média dos enrolamentos, do ponto mais quente e interior do gabinete metálico, com a tampa fechada.



Figura 12 – Ensaio de elevação de temperatura com a aplicação de ciclos de carga

Na aplicação de ciclos de carga residenciais de 140 %, observa-se que a elevação de temperatura do topo do óleo atinge a máxima de quase 60°C, ao final da ponta de carga. Neste instante, as elevações de temperatura média dos enrolamentos e do ponto mais quente atingem respectivamente 72°C e 85°C. Assim, a ponta do ciclo de temperatura determinada para o transformador é defasada em relação ao ciclo de carga imposto. Mesmo após a redução da carga aplicada, a temperatura do óleo isolante continua em elevação.

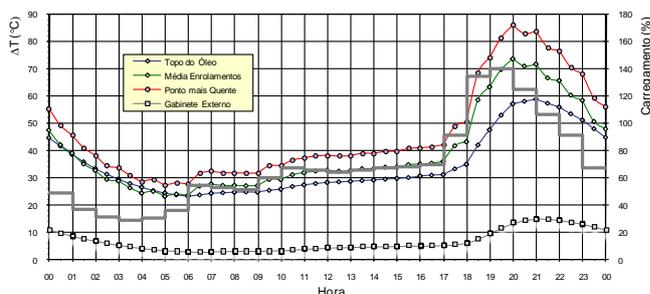


Figura 13 – Ensaio de elevação de temperatura com a aplicação de ciclos de carga

O ensaio também foi realizado para avaliar a temperatura interna do gabinete metálico, verificando-se que a elevação de temperatura máxima ocorre logo após a ponta de carga do ciclo residencial simulado, atingindo o valor de aproximadamente 15°C. Assim sendo, pode-se estimar que a temperatura interna do gabinete metálico não ultrapasse aproximadamente 55°C, mesmo no Maranhão, em dias sem vento e com sol muito forte.

O arranjo de ensaios usado para a avaliação funcional do protótipo do Transformador com Medição Integrada, totalmente montado, com carga trifásica resistiva de 50 Ω aplicada aos terminais secundários, está mostrado na Figura 14.



Figura 14 – Ensaio de avaliação funcional com carga aplicada aos terminais secundários

Para realização do ensaio de avaliação funcional, foi utilizado um segundo transformador de distribuição convencional para a alimentação do enrolamento primário do equipamento em avaliação, simulando uma rede de 13,8 kV. O acompanhamento das grandezas elétricas foi realizado através da função de monitoramento em tempo real implementada, conforme exemplificado na Figura 15.

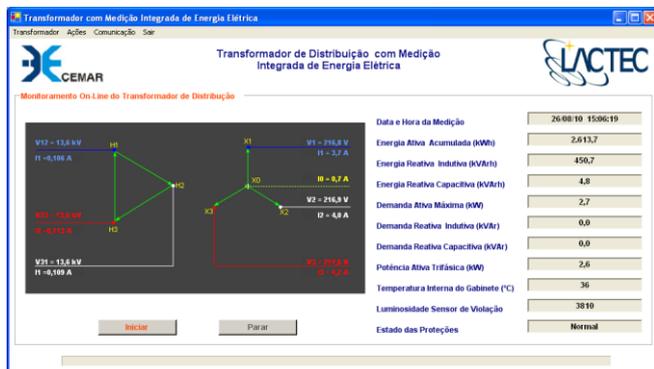


Figura 15 – Monitoramento em tempo real das grandezas elétricas supervisionadas

No dia 21 de Setembro de 2010, o protótipo construído do Transformador com Medição Integrada foi colocado em operação na rede de distribuição de 13,8 kV, da CEMAR. O equipamento foi instalado na Rua do Campo, nº 62, na Vila Alcione Ferreira, no município de São José do Ribamar, situado na região metropolitana de São Luís, conforme mostra a Figura 16, substituindo um transformador de mesmas características nominais.

O posto de transformação escolhido, com 43 consumidores residenciais, já possuía instalado o Sistema de Medição Fiscal adotado pela CEMAR, porém, sem emprego de transformadores para instrumento.



Figura 16 – Transformador com medição integrada em operação na rede de distribuição da CEMAR

Desde a instalação do protótipo Transformador com Medição Integrada na rede de distribuição da CEMAR, tem-se realizado mensalmente a leitura da energia elétrica consumida no posto de transformação e a transferência dos dados registrados em sua memória de massa para armazenamento definitivo no banco de dados do *netbook*.

Durante todo o período de avaliação do desempenho do protótipo em campo, foram feitas as seguintes observações:

- Registro de interrupções na rede de média tensão, algumas delas com duração superior a 1 hora, conforme mostrado na Figura 17.
- Registro de falhas de comunicação com o medidor de energia instalado internamente no gabinete metálico.
- A temperatura interna da caixa metálica variou de 30°C a 43°C, comprovando que seu projeto não impõe condições severas de operação ao circuito eletrônico desenvolvido, nem ao medidor digital de energia elétrica.
- O posto de transformação monitorado apresenta desequilíbrio de fases durante a ponta de carga, com carga máxima de aproximadamente 40 A, segundo as medições instantâneas realizadas a cada 15 minutos, conforme mostrado na Figura 18.
- A tensão secundária, nos terminais de baixa tensão do transformador, foi mantida na faixa de 209 V a 229 V, durante o período monitorado.
- O consumo total no posto de transformação, no período de 21 de Setembro a 16 de Dezembro de 2010, correspondeu a 25.174 kWh, valor praticamente coincidente com o determinado pelo Sistema de Medição Fiscal da CEMAR, comprovando que o emprego de transformadores de corrente 600-5 A, classe 0,3%, instalados internamente no protótipo, não provocam aumento no erro de medição, mesmo para carregamentos baixos.
- O consumo médio diário do posto de transformação corresponde a aproximadamente 281 kWh, conforme mostrado na Figura 19.

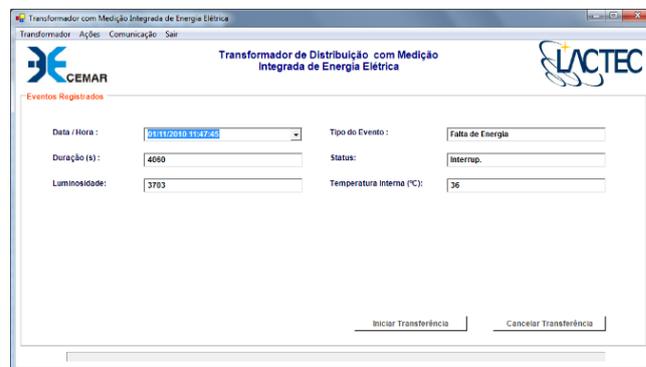


Figura 17 – Evento registrado de falta de energia



Figura 18 – Grandezas Monitoradas em Tempo Real pelo Transformador com Medição Integrada

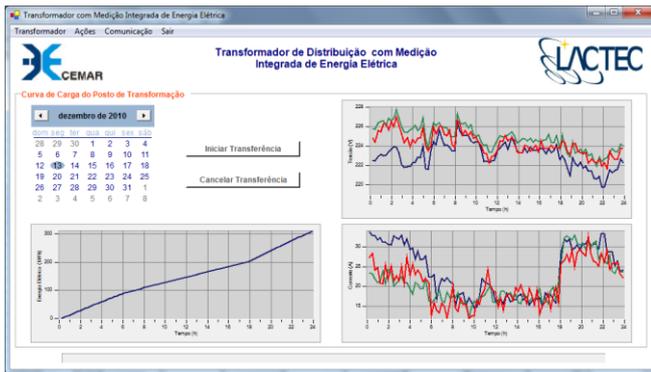


Figura 19 – Curvas de Variação Diária da Energia Elétrica, Tensões e Correntes

Em relação à ocorrência de falhas de comunicação com o medidor de energia, estava prevista a atualização do *firmware* do protótipo instalado em campo, ao final do projeto, no mês de Dezembro de 2010. Porém, a não disponibilidade de equipe de manutenção da CEMAR para a realização do desligamento do posto de transformação na data agendada, impossibilitou a correção do problema. Tal fato, entretanto, não deverá comprometer o desempenho do protótipo em campo, adiando-se a aplicação da correção proposta para um futuro próximo.

Por fim, deve-se comentar que em Outubro de 2010 foi protocolado junto ao INPI o pedido de solicitação de patente do Transformador de Distribuição Trifásico com Medição Integrada de Energia Elétrica, sob número de registro 221001581797, sendo titulares a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR e o Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC, em partes iguais.

#### IV. CONCLUSÕES

O Transformador de Distribuição com Medição Integrada de Energia Elétrica é uma importante ferramenta desenvolvida para o combate de perdas comerciais em redes de distribuição, pois permite sua estimativa, a qualquer momento, a nível do posto de transformação, com comunicação remota de curta distância, já o habilitando a integrar redes de distribuição inteligentes.

O protótipo desenvolvido apresentou desempenho plenamente satisfatório tanto em laboratório, como em campo. Apresenta menor custo de implantação que o Sistema de Medição Fiscal adotado pela CEMAR e maior grau de proteção para o combate de perdas comerciais. Possibilita adicionalmente o monitoramento em tempo real, registro de ocorrências e a avaliação das curvas diárias de carregamento, tensão de operação e de consumo do posto de transformação.

Propõe-se a continuidade deste projeto de P&D, com o desenvolvimento de protótipos cabeça de série, visando a otimização dos circuitos eletrônicos desenvolvidos, a readaptação das dimensões físicas e possível redução do custo dos protótipos. Adicionalmente, pretende-se adequar os circuitos desenvolvidos para transformadores de distribuição monofásicos e trifásicos, com potências nominais utilizadas na Concessionária e, ainda, disponibilizar uma arquitetura padronizada que permita a expansão das funções do sistema, incluindo futura integração com sistema de telemedição remota e a sua interligação a outros equipamentos de automação, preparando-o para utilização em redes inteligentes (*smart-grid*).

#### V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – PRODIST – Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 342/2008 Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica. – SRE/ANEEL. Brasília, 2008.
- [3] Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Minuta do Relatório CODI 19.34 – Cálculo das Perdas Técnicas.
- [4] LACTEC – Avaliação de Metodologias de Combate de Fraudes na Rede de Distribuição – Relatório LACTEC, nº 3280, Setembro de 2008.
- [5] Penin, C. A. S – Controle, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica – Tese de Doutorado, USP 2008.
- [6] Website da Landis+Gyr, Medidor de Energia Elétrica Saga 1000, <http://www.landisgyr.com.br>.