



## XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### **Sistema de Medição de Fronteira - Visão sistêmica e acompanhamento de desempenho dos medidores**

**Sergio Favarin**

**ELEKTRO**

sergio.favarin@elektro.com.br

**Ricardo Normandia**

**ELEKTRO**

ricardo.normandia@elektro.com.br

**Rubens Pinhatti**

**ELEKTRO**

rubens.pinhatti@elektro.com.br

**Benito Payolla**

**ELEKTRO**

benito.payolla@elektro.com.br

**Mauro Breda**

**ELEKTRO**

mauro.breda@elektro.com.br

**Eric Saldanha**

**ELEKTRO**

eric.saldanha@elektro.com.br

#### **Palavras-chave**

calibração medidor classe 0,2  
carga nominal  
medição fronteira  
medidores principal e retaguarda  
regulamento metrológico

#### **Resumo**

Este trabalho se propõe a apresentar uma visão geral do sistema de medição dos pontos de conexão de compra de energia da ELEKTRO, denominado sistema de medição de fronteira, e uma avaliação do desempenho dos medidores utilizados.

O sistema de medição de fronteira foi implementado para atender às especificações definidas pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, bem como as necessidades específicas da ELEKTRO. O sistema em foco fornece informações de medição para o processo de contabilização de energia, apuração de encargos de uso dos sistemas, além de prover dados de suporte a diversos processos da empresa, como planejamento e qualidade de energia, por exemplo.

O processo de implantação foi iniciado em 1999, numa época em que a responsabilidade pela instalação e operação das medições de fronteira era dos agentes conectados, independentemente de serem ou não os proprietários da subestações onde se localizavam os pontos de conexão.

Do início da implantação até os dias atuais, ocorreram alterações na regulamentação por parte da ANEEL, ONS e CCEE, tais como, mudanças na definição dos limites da Rede Básica, instalações de transmissão compartilhadas, no mapeamento dos pontos de conexão / medição, na responsabilidade pelas medições, além da oficialização das especificações técnicas do Sistema de Medição para Faturamento e do estabelecimento de prazos para as adequações das medições dos pontos então existentes.

Na parte final do trabalho, com o objetivo de mostrar dados concretos sobre o desempenho do sistema, são apresentados os resultados da avaliação do comportamento metrológico dos medidores no decorrer de 6 anos ou 3 ciclos de calibração.

## **1. Introdução**

A abertura do mercado de distribuição de energia elétrica, verificada a partir de meados da década de 90, iniciou o chamado modelo competitivo do Setor Elétrico Brasileiro, até então caracterizado por empresas na sua maior parte estatais, verticalizadas, com os ciclos completos de geração, transmissão e distribuição sem a necessidade de sistemas de medição específicos entre essas etapas.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro teve como marco a Lei 9.074/95 que instituiu o livre acesso, criou a figura do produtor independente, do consumidor livre e a rede básica, ensejou a regulamentação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o ONS Operador Nacional do Sistema e a necessidade de se mensurar os montantes de energia transferidos entre os diversos agentes.

Os Procedimentos de Rede e a Especificação Técnica das Medições para Faturamento nortearam a implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) na ELEKTRO, caracterizado no item 2.

O sistema especificado pela ELEKTRO previa a incorporação de tecnologias de medição e medidores até então não disponíveis no mercado nacional, sistemas de comunicação via satélite com cobertura em toda a área de concessão, modernos servidores de comunicação e base de dados de última geração. A fase inicial da implantação foi realizada mantendo-se os medidores do agente de transmissão como medidores principais, instalando os da ELEKTRO como retaguardas. Posteriormente, no processo de adequação às novas regras e especificações para o SMF, os medidores dos agentes conectados foram substituídos por medidores principais de propriedade da ELEKTRO.

A etapa de instalação de transformadores de potencial e corrente nas subestações de propriedade do agente de transmissão se mostrou inviável em função da falta de espaço físico e de regulamentação específica para transferência de ativos entre agentes. A adoção de compartilhamento de enrolamentos e a utilização de processo de compensação de perdas, apresentadas no item 3, mostraram-se alternativas de sucesso, posteriormente regulamentadas nos Procedimentos de Rede.

No item 4 são apresentadas as principais premissas do regulamento metrológico editado pelo INMETRO através da Portaria 431 de 04 de Dezembro de 2007.

No item 5 são apresentados os resultados de 3 ciclos de calibração dos medidores, os equipamentos utilizados no processo de calibração os perfis de erros de cada etapa individual, bem como a evolução dos perfis de erros de um lote de medidores avaliados nos 3 ciclos, completando um período de 6 anos em serviço.

## **2. Sistema de Medição de Fronteira na ELEKTRO**

O sistema de medição de fronteira tem por objetivo principal fornecer os dados de demanda para a apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição no âmbito do ONS, prover informações de consumo para contabilização e liquidação da energia elétrica no âmbito da CCEE, para monitorar os montantes de energia transferida nos pontos de conexão Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão na área de concessão ELEKTRO e para o monitoramento da qualidade de energia.

Para atender necessidades específicas da ELEKTRO, o sistema fornece informações para possibilitar melhoria das estratégias de suprimento de energia, gerenciamento mais eficiente das oportunidades de comercialização, curva de carga em tempo real, suporte à operação e informações de qualidade de energia de todos os pontos de conexão.

O Sistema de Medição de Fronteira da ELEKTRO compreende aproximadamente 270 pontos de conexão, instalados em subestações próprias, subestações da empresa de transmissão CTEEP, de unidades consumidoras de grande porte e outras distribuidoras. Nas figuras 1 e 2 estão representadas as áreas de concessão da ELEKTRO e a distribuição percentual dos pontos por área.



Figura 1 – Área de abrangência do Sistema

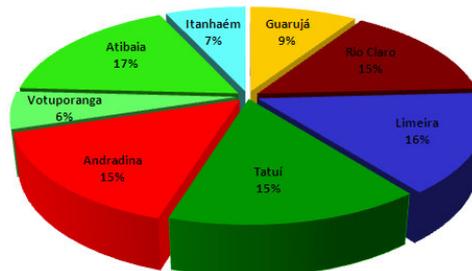


Figura 2 – % de pontos por Regional

O sistema, cuja arquitetura básica está representada na figura 3, provê a aquisição de dados em tempo real dos medidores, principais e de retaguarda, nos 270 pontos de conexão.

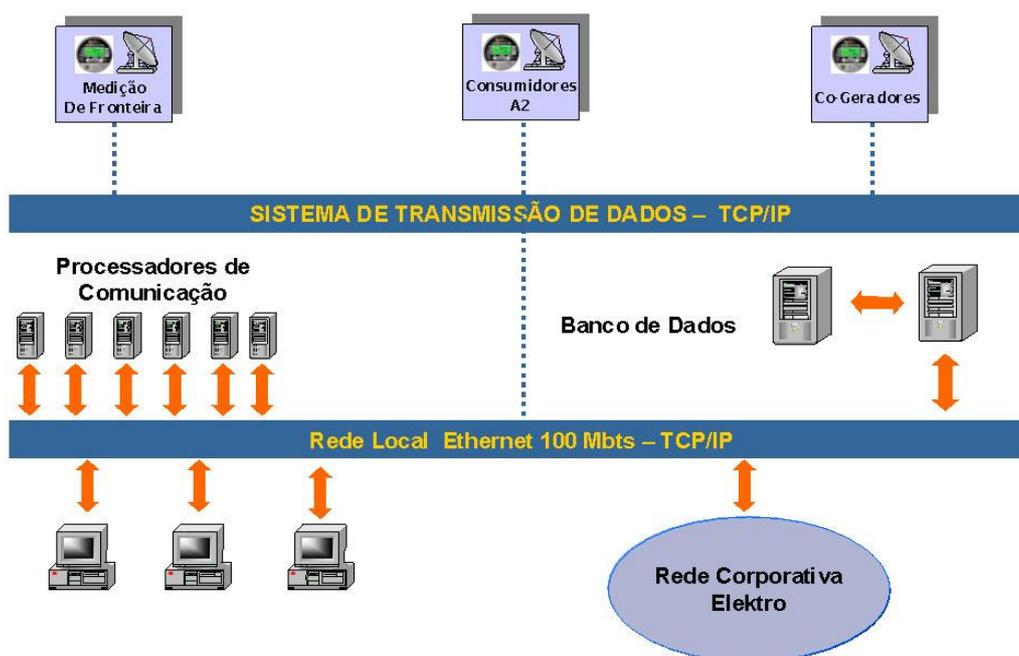


Figura 3 – Arquitetura do Sistema de Medição de Fronteira ELEKTRO

Os dados de consumo e qualidade de energia são transmitidos via satélite para o centro de medição instalado na sede em Campinas e armazenados em banco de dados. A partir das informações disponíveis no banco de dados, diariamente são gerados os arquivos XML, para envio à CCEE através de um canal de comunicação exclusivo entre a sede da ELEKTRO e a sede da CCEE.

Os usuários acessam os dados para faturamento, curvas de carga, etc., através da rede interna, de acordo com os níveis autorizados.

O sistema permite, ainda, o acesso remoto aos medidores, protegido por senha, para as funções técnicas de medição, tais como conferência e alteração de parâmetros.

A aquisição de dados dos medidores é realizada por 7 servidores de comunicação interligados a um sistema de transmissão/recepção de dados composto por links via satélite geostacionário, dos sites até o teleporto do provedor, e desse até a sede da ELEKTRO, via canais privados com redundância. O sistema de telecomunicações, figura 4, é operado e mantido por provedor especializado abrangendo toda a área de concessão da ELEKTRO, transferindo os dados armazenados nas memórias dos medidores para o banco de dados instalado na sede da empresa, a cada 5 minutos. Parte dos dados de tensão e corrente são transferidos para o sistema SCADA e auxiliam na operação do sistema elétrico. Os dados de qualidade de energia ficam disponíveis para análises de desempenho.

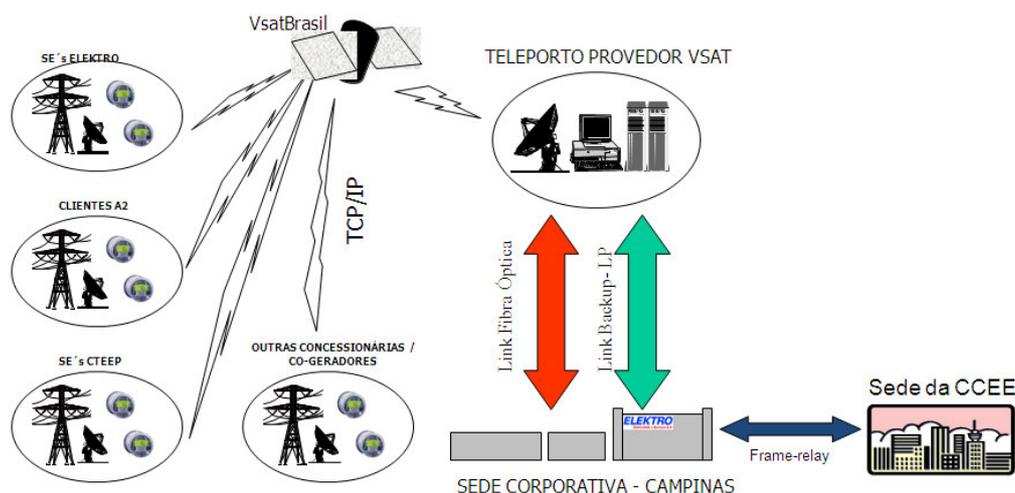


Figura 4 – Arquitetura do Sistema de Telecomunicações

### 3. Compensação de perdas e compartilhamento de enrolamentos, um grande passo

O anexo 1 do submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede estabelece que os transformadores de potencial e corrente do sistemas de medição de faturamento devem possuir enrolamentos exclusivos para os medidores principal e retaguarda, com classe 0,3 ou melhor para todas as cargas e para a frequência nominal do sistema, não sendo possível a utilização de transformadores auxiliares.

Com a separação das etapas de geração, transmissão e distribuição em empresas distintas se fez necessário medir os volumes de energia transferidos das usinas para as linhas de transmissão da rede básica e dessa para as distribuidoras.

No caso específico do estado de São Paulo e de alguns outros estados, considerando as características da malha de transmissão em 440/230/138 kV e o número de empresas distribuidoras conectados numa mesma linha de transmissão com tensão inferior a 230 kV, foi necessário regulamentar tal situação para definição das responsabilidades, uma vez que a instalação de medições nos pontos da rede básica e nos pontos de conexão dos agentes de distribuição não seria suficiente para a contabilização das energias e perdas associadas a cada agente.

As resoluções ANEEL nº 166 e 167, de 31/05/2000 e 067 de 08/06/2004, atualizaram a composição da rede básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações; definiram como fronteira da rede básica, o lado secundário dos transformadores abaixadores 230/138 kV e 230/69 kV, relacionaram as instalações de transmissão componentes da rede básica do SIN e definiram a rede Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas – DITC, meio de conexão entre a rede básica e cargas de várias distribuidoras.

No caso específico da ELEKTRO, muitas das subestações que estão conectadas ao sistema DITC foram projetadas e construídas antes da vigência das atuais regras e especificações de medição.

Grande parte dos antigos medidores de fronteira, de propriedade do agente conectado de transmissão, conforme as regras anteriores, estava instalada no lado da baixa dos transformadores de força, compartilhando os enrolamentos secundários dos transformadores de potencial e de corrente com equipamentos de controle, tais como voltímetros, amperímetros e transdutores.

As adequações das medições, agora sob responsabilidade da distribuidora conectante, às novas especificações para o sistema de medição para faturamento, mostravam-se, em muitos pontos de conexão, inviáveis no aspecto técnico-econômico, em função da falta de espaço físico e/ou dos elevados custos para instalar as medições no lado da alta. No aspecto regulatório, existiam dificuldades para viabilizar a substituição pela distribuidora de transformadores para instrumentos pertencentes à transmissora, para atender ao requisito de enrolamentos exclusivos para a medição para faturamento.

A ELEKTRO, em conjunto com a Fundação de Apoio a Universidade de São Paulo – FUSP; Departamento de Engenharia Energia e Automação da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia, elaborou estudo caso a caso visando analisar e demonstrar a viabilidade de manter as medições no lado de baixa tensão dos trafos utilizando os recursos de compensação de perdas disponíveis nos medidores, amplamente utilizados em países como Canadá, Estados Unidos e Grã Bretanha.

Os estudos e justificativas foram analisado pelo ONS que, em Julho de 2006, autorizou a aplicação do algoritmo de compensação de perdas nas medições ELEKTRO.

Em 23/01/2007, através da Resolução Autorizativa nº 787, a ANEEL autorizou a utilização, em caráter provisório, da revisão 1 do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede que regulamenta no item 5.10 do submódulo 12.6 o compartilhamento de enrolamentos secundário dos transformadores de potencial e corrente se, e somente se, não houver espaço físico na subestação para que a distribuidora possa instalar equipamentos adicionais ao lado dos existentes desde que as classes de exatidão dos TI existentes estiverem de acordo com a Especificação Técnica das Medições para Faturamento, constante do Anexo 1 do Submódulo 12.2, devidamente comprovado pelo agente.

#### **4. Os medidores de fronteira e a regulamentação metrológica**

Os requisitos atuais para os medidores eletrônicos utilizados nas medições de fronteira estão definidos no Anexo I (Especificação Técnica das Medições para Faturamento) dos Submódulo 12.2. dos Procedimentos de Rede do ONS. Dentre as exigências, consta que os medidores devem ter certificado de modelo aprovado, emitido pelo INMETRO.

No Brasil, o controle metrológico dos medidores eletrônicos de energia ativa e ou reativa está regulamentado pela Portaria Inmetro nº. 431, de 04 de dezembro de 2007, sendo que os principais pontos a observar nesta regulamentação metrológica são:

- Os medidores eletrônicos de energia elétrica, fabricados no Brasil ou importados, deverão ser submetidos, a partir de 1º de janeiro de 2009, à verificação inicial, e os reconicionados, a partir de 31 de março de 2009, à verificação após reparos.
- Em caso de simples realocação de medidores e desde que seja constatada a integridade da selagem da tampa, sem necessidade de algum tipo de manutenção ou reparo, não será necessário submetê-los a qualquer tipo de verificação metrológica.
- Medidores sem Portaria de aprovação de modelo ou com Portaria provisória vencida não poderão ser oferecidos à venda; podendo ser recuperados se fabricados até 15 anos anteriores à data de publicação da Portaria Inmetro nº. 431, devendo seguir os procedimentos de verificação após reparos estabelecidos no Anexo C do Regulamento Técnico Metrológico
- Medidores aprovados por Portaria provisória com todos os ensaios realizados de acordo com a Norma Inmetro NIE-DIMEL-036 poderão ser oferecidos à venda por até cinco anos após a publicação da Portaria Inmetro nº. 431

- Medidores aprovados por Portaria provisória com realização parcial dos ensaios de acordo com a Norma Inmetro NIE-DIMEL-036 poderão ser oferecidos à venda na vigência da Portaria provisória.

Os medidores adotados pela ELKETKRO nas medições de fronteira são medidores eletrônicos ION, classe 0,2, dos modelos 8500, 8400, 8300 e 8600, versão mais recente já com portaria de aprovação provisória.

## 5. Comportamento metrológico dos medidores

O submódulo 12.3 dos Procedimentos de Redes estabelece que cabe ao agente responsável pelo SMF elaborar anualmente o Plano de Manutenção Preventiva que deve prever, entre outros ensaios, a calibração dos medidores em serviço no máximo a cada 2 anos.

Desde 2003, a ELETRO realiza de forma regular a manutenção preventiva do seu sistema de medição de fronteira, incluindo a calibração dos medidores obedecendo a periodicidade máxima de 2 anos, sendo que em 2008 completará o 3 ciclo de calibração, iniciado em 2007.

A calibração dos medidores em campo é realizada pelo método de comparação de consumo de Wh, nas condições previstas na NBR 14520 e anexo 1 do submódulo 12.3, ensaio trifásico, com carga artificial, e padrões classe 200 ppm rastreados ao Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO.

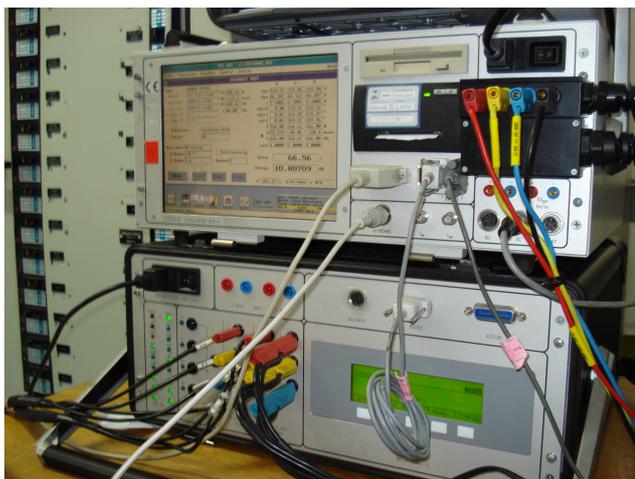


Figura 5 – Conjunto de calibração 200 ppm



Figura 6 - Set de calibração em campo

A figura 5 apresenta o conjunto de calibração composto por fonte eletrônica trifásica (parte inferior) comandada pelo padrão de Wh (parte superior), também eletrônico, que seleciona e realiza automaticamente as diversas seqüências de ensaios, ou seja, calibração na condição nominal, carga pequena, indutivas e capacitivas.

A figura 6 apresenta o set de calibração em campo, com o padrão e a fonte conectados ao medidor sob teste.

Nos itens seguintes, são apresentados os resultados obtidos nos três ciclos de calibração. As quantidades de medidores calibrados são diferentes em cada ciclo, em função do cronograma de instalação dos medidores.

A distribuição das idades médias dos medidores de fronteira da ELEKTRO, decorrente das diferentes etapas de instalação, é mostrada na figura 7.

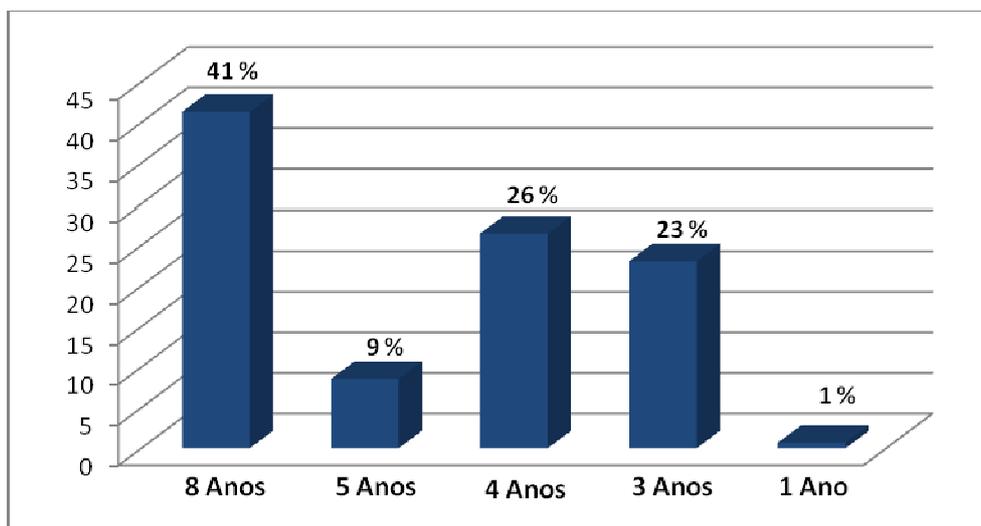


Figura 7 - Distribuição % dos medidores por idade

### 5.1. Primeiro ciclo de calibração

Realizado no período de 2003 a 2004, compreende a calibração de 292 medidores. Na figura 8, é mostrada a curva de distribuição de erros deste ciclo, que apresentou erro médio na carga nominal de -0,05% com desvio padrão de 0,057. Nenhum medidor apresentou erro fora da classe.

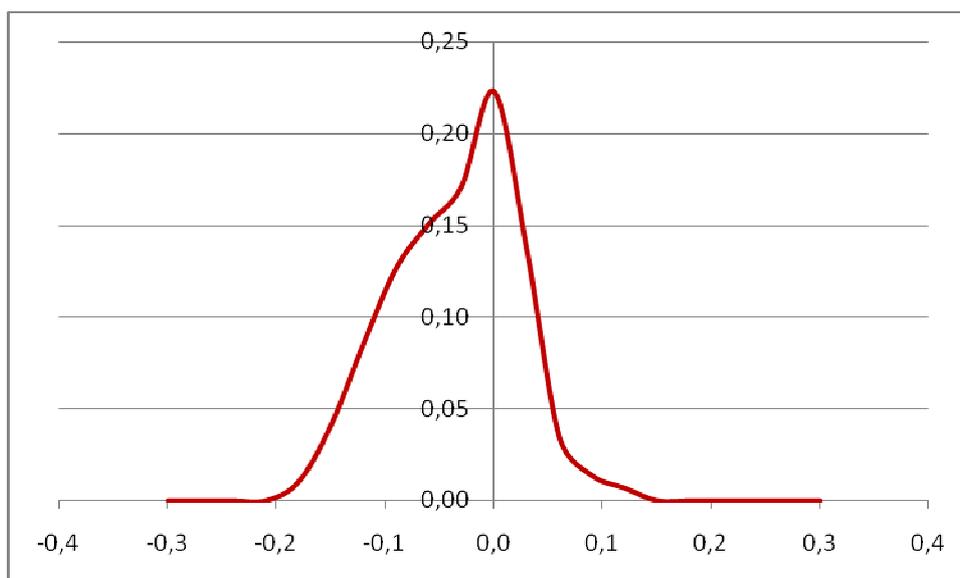


Figura 8 - Curva de distribuição de erro do primeiro ciclo de calibração

### 5.2. Segundo ciclo de calibração

Realizado no período de 2005 a 2006 compreende a calibração de 494 medidores. Na figura 9, é mostrada a curva de distribuição de erros deste ciclo, que apresentou erro médio na carga nominal de -0,041 com desvio padrão de 0,063. Nenhum medidor apresentou erro fora da classe.

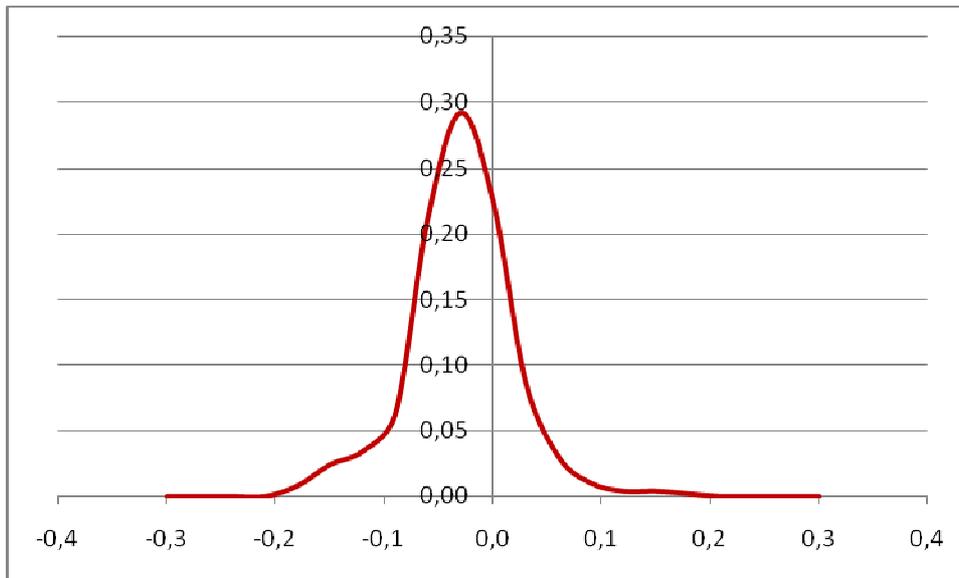


Figura 9 - Curva de distribuição de erro do segundo ciclo de calibração

### 5.3. Terceiro ciclo de calibração

Iniciado em 2007 com término previsto no final de 2008, foram calibrados até o momento 336 medidores. A curva de distribuição de erros deste ciclo, com erro médio na carga nominal de  $-0,038$  e desvio padrão  $0,060$ , está apresentada na figura 10. Um medidor avariado apresentou erro negativo, fora da classe, e foi substituído

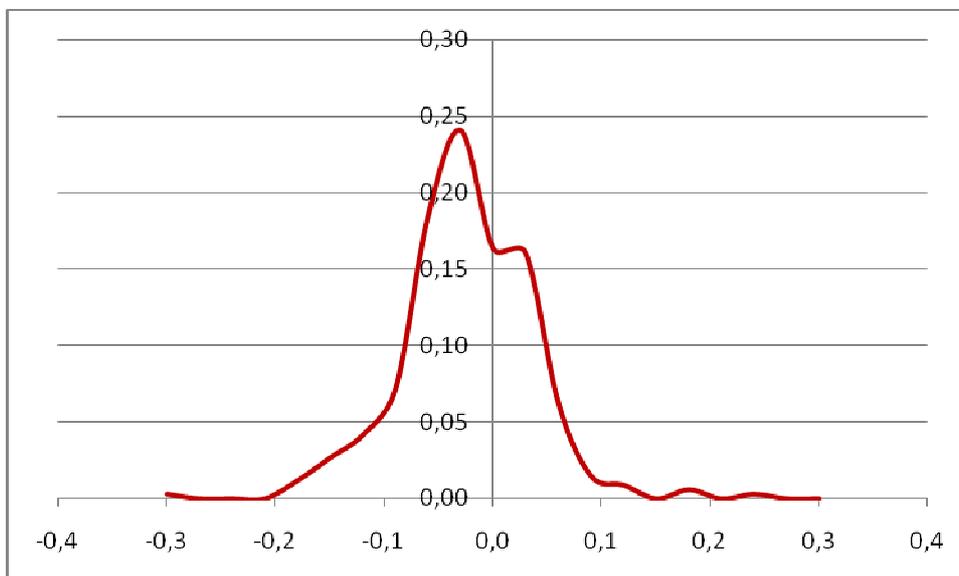


Figura 10 - Curva de distribuição de erro do terceiro ciclo de calibração

### 5.4. Comportamento coincidente nos 3 ciclos

Do total de medidores avaliados, 126 foram calibrados nos 3 ciclos, permitindo uma visão do comportamento de um mesmo lote de medidores num período de 6 anos em operação.

A figura 11 apresenta as curvas de distribuição de erros destes 126 medidores nos três ciclos, permitindo uma comparação visual da evolução ao longo dos 6 anos.

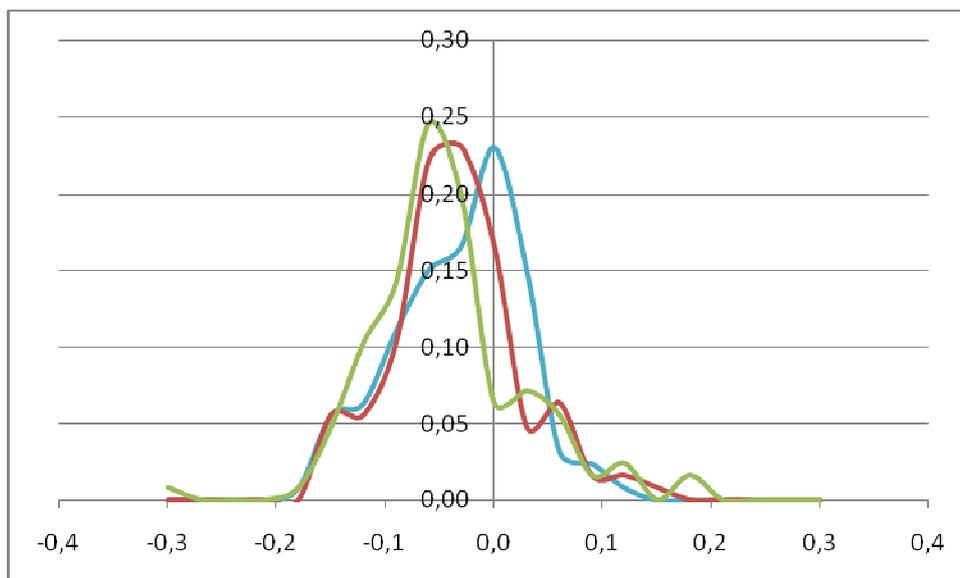


Figura 11 - Curva de distribuição de erro dos medidores coincidente

Onde:

- Distribuição de erro dos medidores coincidentes do primeiro ciclo
- Distribuição de erro dos medidores coincidentes do segundo ciclo
- Distribuição de erro dos medidores coincidentes do terceiro ciclo

	1 ciclo	2 ciclo	3 ciclo
<b>Valor médio</b>	<b>-0,046</b>	<b>-0,037</b>	<b>-0,060</b>
<b>Desvio padrão</b>	<b>0,059</b>	<b>0,097</b>	<b>0,070</b>

Tabela 1 - Valor médio e desvio padrão

Os medidores avaliados se mantiveram praticamente estáveis no período de 6 anos, apresentando uma variação negativa de 14 milésimos no valor médio do erro percentual e aumento de 11 milésimos no desvio padrão.

Estas variações são pouco significativas comparadas com a incerteza de uma medição de fronteira, da ordem de 0,52, segundo a expressão:

$$e(\%) = 0,05 + \sqrt{M^2 + Tc^2 + Tp^2} \text{ , sendo:}$$

0,05 - Erro sistemático imposto pela resistência do cabo do TP

M – incerteza padrão do medidor - (0,2)

Tc – incerteza padrão do TC – (0,3)

Tp – incerteza padrão do TP – (0,3)

Ressalte-se que no terceiro ciclo de calibração apenas um medidor apresentou erro negativo fora da faixa e foi substituído.

## 6. Conclusões

A aplicação do algoritmo de compensação de perdas, mantendo-se as medições no lado de baixa tensão dos transformadores, e o compartilhamento de enrolamentos nos casos em que não há espaço físico para de equipamentos adicionais, mostraram-se estratégias de sucesso.

As atuações do ONS, da CCEE e da ANEEL na análise, autorização e regulamentação dessas excepcionalidades foram fundamentais para eliminar impasses e viabilizar a adequação das medições existentes aos requisitos do Sistema de Medição para Faturamento, além evitar investimentos de grande monta, sem prejuízo da qualidade e confiabilidade das informações.

A estratégia de utilização de um protocolo padronizado, tipo TCP-IP, para comunicação entre medidores e servidores se mostrou alinhada com a tendência de utilização da Internet para transferência de dados entre equipamentos de medição de energia, adotado, inclusive, pela própria CCEE nos seus sistemas de comunicação.

Os resultados obtidos no decorrer do processo de avaliação do comportamento metrológico dos medidores classe 0,2, utilizados pela ELEKTRO no sistema de medição de fronteira, demonstram a estabilidade dos mesmos ao longo de 3 ciclos de calibração, com somente uma unidade com erro fora da classe devido avaria interna.

As recentes regulamentações metrológicas, a aprovação dos Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo responsabilidades e penalidades por não conformidades de requisitos e de atendimento de prazos, os Procedimentos de Distribuição em vias de regulamentação aliados aos Procedimentos de Rede, representam grandes desafios e exigirão grandes esforços dos agentes para o cumprimento das exigências. Elas sinalizam claramente, no entanto, a importância da exatidão, qualidade e confiabilidade dos sistemas de medição para operacionalização do Mercado de Energia.

## **7. Referências Bibliográficas**

- 1 ONS Procedimentos de Rede, Módulo 12, Janeiro 2007, disponível em <http://www.ons.org.br>
- 2 ABNT NBR 14520, Maio 2000
- 3 CEPEL Avaliação de Algoritmos em Medidores para Compensação de Perdas de Transformadores, 2001
- 4 JARDINI J A., MAGRINI L. C., CARDOSO C. A. VILLACOTA CARDOSO, Utilização de Algoritmo de Compensação de Perdas em Transformadores Análise Caso a Caso, FUSP, Junho 2005
- 5 SOLON M. FILHO, Medição de Energia Elétrica, 2.ed. Editora Universitária da UFPE
- 6 Especificação Técnica do SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia, disponível <HTTP://www.ccee.org.br>
- 7 ANEEL Procedimentos de Distribuição, Módulo 5, audiência pública n.AP 014/2008.