



# COMPROVAÇÃO METROLÓGICA DOS MEDIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA DO SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO DA ELETRONORTE.

*Marcelo M. Costa<sup>1</sup>, Lourival O. Silva<sup>2</sup>, Thiago Brito P. Souza<sup>3</sup>, Marco Antônio S. Sussuarana<sup>4</sup>*

<sup>1</sup> Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Belém, Brasil, marcelo.melo@eletronorte.gov.br

<sup>2</sup> Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Belém, Brasil, lourival.silva@eletronorte.gov.br

<sup>3</sup> Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Belém, Brasil, thiago.brito@eletronorte.gov.br

<sup>4</sup> Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Belém, Brasil, marco.sussuarana@eletronorte.gov.br

**Resumo:** Este artigo apresenta os resultados das calibrações dos medidores de energia elétrica utilizados no sistema de medição de faturamento da Eletronorte, as quais são realizadas de acordo com os requisitos dos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. São enfocados os aspectos relativos à conformidade metrológica dos medidores e à análise da estabilidade temporal dos mesmos. Também são discutidos outros pontos, como os requisitos especificados pelos procedimentos de rede.

**Palavras chave:** medidor de energia elétrica, comprovação metrológica, procedimento de rede, medição de faturamento.

## 1. INTRODUÇÃO

A medição com fins de faturamento da energia elétrica gerada e transmitida pelas concessionárias que integram o Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizada nos chamados pontos de fronteira, através dos sistemas de medição de faturamento (SMF). Cada sistema é composto por medidores eletrônicos de energia elétrica, na grande maioria de classe de exatidão 0,2S (IEC), e por transformadores para instrumentos (TIs), ou seja, transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TC).

Por se tratar de medição de grandes quantidades de energia elétrica, envolvendo, portanto enorme quantidade de dinheiro, os sistemas de medição de faturamento de fronteira do SIN devem ser confiáveis metrologicamente, pois erros acima dos limites especificados podem causar grandes prejuízos financeiros para os agentes envolvidos. O Procedimento de Rede 12.3, “Manutenção de Medição para Faturamento” [1], emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e autorizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelece os requisitos para a manutenção preventiva periódica dos

sistemas de medição de faturamento. Nessas manutenções, é verificado, dentre outros pontos, o desempenho dos transformadores para instrumentos e dos medidores de energia elétrica. No caso dos medidores, é realizada a calibração de cada instrumento em no mínimo quatro pontos (condições de carga), sendo que os erros da medição apresentados pelos mesmos devem estar em conformidade com os limites estabelecidos pela norma IEC 687 (atualmente, a norma IEC 687 encontra-se cancelada, tendo sido substituída pela norma IEC 62053-22). A periodicidade inicial a ser considerada para as calibrações é de dois anos, podendo ser aumentada em função dos resultados apresentados.

O objetivo deste trabalho é apresentar como é realizada a comprovação metrológica dos medidores de energia elétrica de faturamento da Eletronorte, visando à garantia da confiabilidade das medições efetuadas por eles e evitando problemas financeiros entre a Eletronorte e as demais concessionárias e consumidores.

## 2. SMF DA ELETRONORTE

O sistema global de medição de faturamento da Eletronorte é composto por aproximadamente cem medidores de energia, entre medidores principais e de retaguarda, instalados ao longo de toda a área de atuação da empresa, que compreende principalmente nove estados em três regiões geográficas do Brasil. Os medidores possuem são de um único fabricante, mas possuem diversos modelos.

Após a publicação do Procedimento de Rede 12.3 pelo ONS e pela ANEEL, iniciaram-se a calibração dos medidores a partir de 2004. Desde então, cada medidor de fronteira é calibrado a intervalos de no máximo 2 anos, conforme exigência do procedimento de rede. As calibrações são realizadas prioritariamente nos locais onde os medidores estão instalados. Excepcionalmente os medidores são

calibrados no Laboratório de Calibração de Grandezas Elétricas, pertencente ao Centro de Tecnologia da Eletronorte (LACEN).

### 3. PROCEDIMENTO DE CALIBRAÇÃO

As calibrações dos medidores de energia são realizadas de acordo com os requisitos do Procedimento de Rede 12.3 e dos procedimentos técnicos do Laboratório de Calibração Elétrica do Centro de Tecnologia da Eletronorte. São utilizados um padrão de trabalho com classe de exatidão melhor ou igual a 0,067% em fator de potência unitário, como especifica o Procedimento de Rede 12.5 [2], uma carga artificial trifásica para gerar as tensões, correntes e defasamentos angulares, um termohigrômetro para medição das condições ambientais, além de outros instrumentos auxiliares, como multímetros e alicates amperímetro. Os pontos de calibração e os erros máximos admissíveis para cada ponto são definidos pelo Procedimento de Rede 12.3, e são mostrados na tabela 1.

**Tabela 1. Limites de erro para medidores de energia classe 0,2S de acordo com a IEC 62053-22.**

Tensão	Corrente	FP	Limite de erro
$V_N$	$I_N$	1	$\pm 0,2\%$
		0,5 ind	$\pm 0,3\%$
		0,8 cap	$\pm 0,3\%$
	$I_N$	1	$\pm 0,2\%$

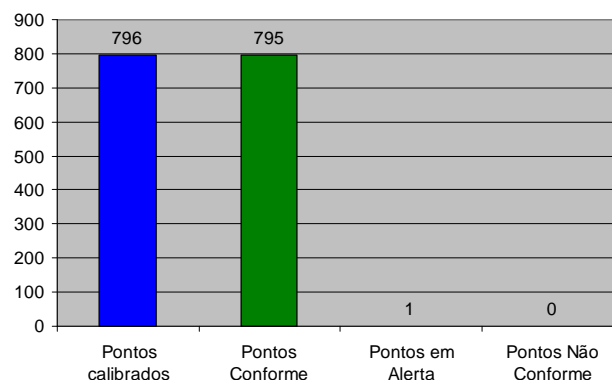
Antes de conectar o sistema de medição padrão, o medidor deve ser isolado do sistema elétrico, através das chaves ou pentes de teste. Antes da aplicação dos sinais de tensão e corrente, o medidor deve ser configurado em modo teste, para não acumular a energia aplicada durante a calibração. Para cada ponto calibrado, o padrão deve contar uma determinada quantidade de pulsos, proporcionais a energia medida, emitidos pelo medidor, e indicar o erro percentual do mesmo. Esse procedimento é repetido 5 ou mais vezes para cada ponto. Além dos pontos definidos no Procedimento de Rede 12.3, são calibrados mais 2 pontos em energia reativa (varh). Uma nova calibração deve ser realizada em até 2 anos. Essa periodicidade pode ser alterada em função do histórico de manutenções do medidor.

### 4. RESULTADOS DAS CALIBRAÇÕES

De um modo geral, todo medidor de energia do SMF da Eletronorte já foi calibrado 2 ou mais vezes. A comprovação metrológica é realizada comparando-se os erros e incertezas relatados nos certificados de calibração aos limites estabelecidos pela norma IEC 62053-22, os quais são mostrados na tabela 1. Se um medidor apresentar erro fora desses limites em pelo menos um ponto, deverá ser retirado de operação e substituído por outro que esteja em conformidade.

Nas comprovações metrológicas realizadas nos medidores da Eletronorte, são consideradas 3 situações: não-conforme, que ocorre quando o erro é

maior que o limite de erro especificado, conforme, quando o erro é menor que 75% do limite de erro, e alerta, que ocorre quando o erro está entre 75% do limite especificado e 100% desse limite. O erro total da calibração é encontrado somando-se o valor do erro ao valor da incerteza de medição. A figura 1 mostra o número de pontos calibrados desde 2004 até o presente momento. Pode-se observar que o desempenho dos medidores é altamente satisfatório.



**Fig. 1. Conformidade metrológica dos medidores de energia do SMF da Eletronorte.**

Apesar do Procedimento de Rede 12.3 estabelecer como critério de aceitação apenas a conformidade com os limites de erro estabelecidos pela norma IEC 62053-22, uma outra análise também é realizada: a análise da estabilidade temporal do medidor, através da determinação da variação dos erros entre sucessivas calibrações. Um medidor pode estar com seus erros dentro dos limites de conformidade especificados nas calibrações já realizadas, entretanto pode haver uma variação do erro entre as calibrações que indique uma possível tendência de não-conformidade em um espaço de tempo menor do que o intervalo de calibração, ou que inviabilize o aumento do intervalo de calibração.

As figuras 2, 3 e 4 mostram a variação dos erros de um medidor em 3 pontos de calibração. Pode-se observar que, em todos os pontos, a variação entre a 1ª e a 2ª calibração foi maior do que da 2ª para a 3ª. Além disso, a variação é pouco acentuada, indicando que não é provável a ocorrência de não-conformidade em um curto espaço de tempo. Pode-se observar também que a incerteza de medição da 1ª calibração é bem maior que a incerteza das demais calibrações. Isso se deve pelo fato da troca do padrão por um outro mais exato e mais preciso. De um modo geral, o comportamento do medidor ilustrado por essas 3 figuras se aplica a grande maioria dos medidores de energia de fronteira da Eletronorte. Entretanto, alguns medidores apresentaram derivas passíveis de análises criteriosas. Nesses medidores, também foram investigados alguns pontos que podem ter contribuído para a existência dessas derivas, como: (a) temperatura ambiente: alguns medidores podem ter ou podem estar sendo submetidos a elevadas

variações de temperatura ou a elevadas temperaturas ambiente; (b) padrão de trabalho: nas primeiras calibrações, foi utilizado um padrão com classe de exatidão total de 0,062% (FP = 1), enquanto que nas calibrações mais recentes utilizou-se um padrão com classe de exatidão total de 0,015% para fator de potência unitário, resultando assim numa melhoria de mais de quatro vezes na confiabilidade metrológica dos resultados.

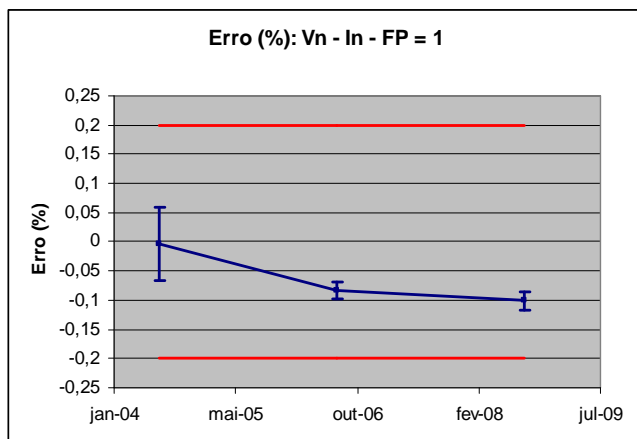


Fig. 2. Variação do erro do medidor para o ponto Vn-In-FP=1.

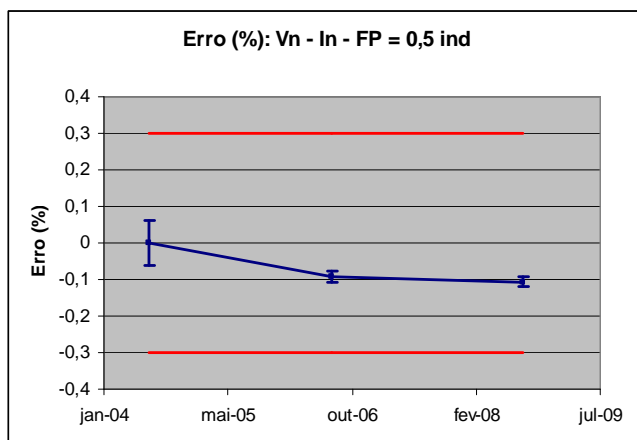


Fig. 3. Variação do erro do medidor para o ponto Vn-In-FP=0,5 ind.

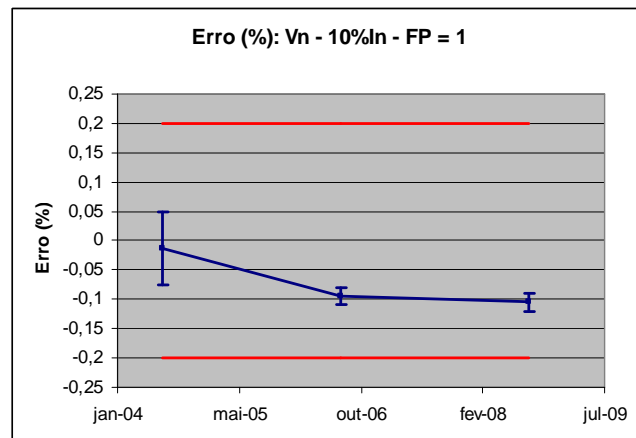


Fig. 2. Variação do erro do medidor para o ponto Vn-10%In-FP=1.

#### 4. CONCLUSÕES

Este artigo mostrou os resultados das comprovações metrológicas dos medidores de energia elétrica do sistema de medição de faturamento da Eletronorte. Os medidores não apresentaram erros fora dos limites especificados pela norma IEC 62053-22. Com relação à análise da estabilidade temporal, a maioria dos medidores não apresentou variações consideráveis nos 2 anos compreendidos entre as calibrações.

Um ponto a se destacar é o fato de que nos sistemas de medição de faturamento, somente o medidor de energia possui um controle metrológico rigoroso. Os TPs e TCs não possuem obrigatoriedade de calibração, devido a diversos fatores, incluindo o fator técnico. A maioria dos métodos atualmente existentes de calibração de TIs exige o desligamento do sistema elétrico e a retirada e substituição do equipamento, encarecendo os custos da atividade e dificultando sua logística. Entretanto, alguns novos métodos de calibração e verificação estão sendo desenvolvidos, tornando iminente a obrigatoriedade do controle metrológico dos TIs.

Com relação aos procedimentos de rede correspondentes, foram identificados alguns pontos de melhoria que podem facilitar o processo de calibração dos medidores. Por exemplo, no Procedimento 12.3, não fica claro o valor de tensão que deve ser aplicado nos medidores durante as calibrações. Um outro ponto, ainda no Procedimento 12.3, que pode ser alvo de melhorias, é a definição mais clara dos pontos de calibração.

#### REFERÊNCIAS

- [1] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; “Manutenção do sistema de medição para faturamento”, Submódulo 12.3 dos Procedimentos de Rede, Rev. 2, 2008. Disponível em <http://www.ons.org.br>.

- [2] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; “Certificação de padrões de trabalho”, Submódulo 12.5 dos Procedimentos de Rede, Rev. 2, 2008. Disponível em <http://www.ons.org.br>.
- [3] J. J. L. Sousa, L. T. S. Leitão; “Avaliação dos Resultados de Calibração de Wh Efetuados pelos Laboratórios que Participam do PCI Wh”, Anais do 6º Seminário Internacional em Metrologia Elétrica (VI SEMETRO), Rio de Janeiro, Brasil, setembro de 2005.
- [4] Fluke Corporation, 1994. “Calibration: Philosophy in Practice”, 2nd Edition.