



**XXIII SNPTEE  
SEMÍNÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GTM/23  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – XIII**

**GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES -  
GTM**

**SENSORIAMENTO INTELIGENTE DE TRANSFORMADORES PARA INTEGRAÇÃO A SISTEMAS DE GESTÃO**

**Santos, C. Padilha, R. Medeiros, W. Queiroz, L. Silva, E. Santos, F. Silva, I.**

**Eletronorte**

**Alves, M.\* Santos, D.**

**Treetech Sistemas Digitais Ltda.**

**RESUMO**

Com o objetivo de aumentar a confiabilidade operativa e a otimização dos procedimentos de manutenção dos transformadores, a Eletronorte busca implementar sistemas de monitoração on-line para seus ativos de subestação. Para tanto, é preciso que em campo sejam instalados sensores confiáveis, integrados a uma rede de comunicação de forma a transmitir remotamente as variáveis medidas on-line.

Este artigo apresenta como as condições ambientais dos locais de instalação, as infraestruturas disponíveis e as necessidades das equipes de operação e manutenção em campo, dentre outros, determinam os critérios técnicos e requisitos a serem exigidos das redes de comunicação e dos sensores inteligentes empregados na composição de sistemas de gestão de ativos de subestações.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sensor inteligente, IED, transformador, rede de comunicação, protocolo de comunicação, Scada, gestão de ativos, monitoração on-line, diagnóstico, prognóstico.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A Eletronorte efetua a geração e transmissão de energia elétrica para os nove estados da Amazônia Legal – Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins, atendendo a uma população superior a 15 milhões de pessoas. Para tal, possui potência instalada da ordem de 9.300 MW e quase 10 mil quilômetros de linhas de transmissão.

A extensa área geográfica onde estão distribuídas as subestações da Eletronorte, associada à grande importância dos transformadores de potência para a continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica na região norte do país, faz com que o aumento da confiabilidade operativa e a otimização dos procedimentos de manutenção dos transformadores seja imperativa para o sucesso da empresa.

Para atingir essas metas e ao mesmo tempo prover condições para a modicidade tarifária, encontra-se em curso na Eletronorte o processo de sensoriamento inteligente dos transformadores e reatores, com os objetivos de permitir a detecção de defeitos em fase incipiente, diagnóstico on-line do estado da parte ativo e bucha, a redução de desligamentos para realização de ensaios.

Esse processo inclui a instalação de sensores inteligentes, ou DEIs, a instalação de redes de comunicação em campo, e a integração dos sensores inteligentes à rede de campo. A rede de campo é interligada então aos

(\*) Praça Claudino Alves, 141 – Centro – Atibaia – SP – CEP: 12.940-800.  
Tel.: +55 (11) 4413-5787 / Fax.: +55 (11) 4413-5991  
E-mail: [marcos.alves@treetech.com.br](mailto:marcos.alves@treetech.com.br)  
Site: <http://www.treetech.com.br>

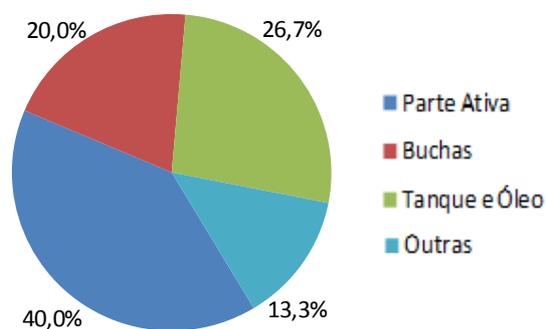
sistemas computacionais Sage e DianE, permitindo assim o acesso remoto aos dados dos sensores, de forma on-line.

A partir desses dados, as equipes de engenharia de manutenção da Eletronorte poderão realizar a análise e o cruzamento especializado das informações, de forma a permitir o diagnóstico e prognóstico dos ativos sem interrupção da operação, melhorando assim a qualidade das informações disponíveis, otimizando os processos e reduzindo os custos da manutenção da empresa.

## 2.0 - SENSORIAMENTO COM DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES

Para garantir a segurança e confiabilidade operativa de sistema elétrico de transmissão, o ONS e a Aneel estabelecem as normas regulamentares, que determinam os critérios de desempenho e as penalidades por descumprimento, o que determina, por conseguinte, as manutenções periódicas e preditivas para os equipamentos das subestações de forma a garantir a sua confiabilidade para a operação.

Um estudo do Cigré [1] traça um mapa das origens das falhas nos transformadores, onde fica clara a importância de se monitorar não apenas a parte ativa do transformador, mas também equipamentos acessórios como as buchas.



**Figura 1 - A figura acima mostra o índice de falhas em transformadores de subestação sem comutador sob carga**

O gráfico acima evidencia a importância de monitorar o estado da parte ativa dos transformadores, bem como suas buchas e a condição do óleo. Para isso, é preciso empregar uma classe especial de sensores, os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes - DEIs, capazes de digitalizar, processar, armazenar e transmitir em redes de comunicação digitais as informações adquiridas em campo.

Tais sensores devem ser arranjados em uma arquitetura descentralizada e modular, para que cada um desempenhe uma função específica de forma autônoma e independente dos demais. Dessa forma, a confiabilidade e a disponibilidade do sistema é aumentada, uma vez que a eventual falha de um DEI não afetará o desempenho dos demais.

Sempre que possível, buscou-se evitar a aglutinação, em um único equipamento, das funções específicas que devem ser desempenhadas por diversos DEIs autônomos. Além da preocupação com a confiabilidade do sistema, a arquitetura escolhida para o sensoriamento torna o sistema modular, possibilitando a implantação de um sistema de monitoramento em etapas e facilitando a expansão futura de suas funções.

### 2.1 Recursos dos DEIs

A depender da tarefa específica que desempenha, cada sensor possui características únicas, mas por fazerem parte de um ambiente comum, existe também uma série de características e recursos que devem ser comuns a todos eles.

Em primeiro lugar, deve haver ao menos uma porta de comunicação disponível para integração dos DEIs ao software de monitoramento remoto. O padrão RS485 foi escolhido por possuir alta imunidade a interferências eletromagnéticas, associada a facilidade de instalação e baixo custo. Os protocolos Modbus e DNP3.0 foram selecionados por serem padrões abertos, largamente utilizados no mercado, de simples instalação e baixo custo.

Depois, é necessário que os DEIs permitam o armazenamento das medições e das ocorrências de alarmes em uma memória de massa, pois caso haja intermitência na rede de comunicação, as informações devem ser arquivadas diretamente do DEI, fazendo com que o banco de dados fique íntegro após o reestabelecimento da comunicação.

O relógio interno nos DEIs é essencial para a operação dessa memória de massa, para que as medições e alarmes armazenados possuam referência de data e hora de ocorrência. Não devem ser usadas baterias para manter o ajuste do relógio em caso de falta de alimentação para o DEI, pois após alguns anos as mesmas teriam que ser trocadas, gerando uma elevada carga de trabalho para as equipes de manutenção e altos custos para a Eletronorte.

Admitir tensão de alimentação universal (38 a 265 V ac/dc) é característica importante dos DEIs, pois facilita testes ou alimentação provisória em caso de emergência através de qualquer fonte disponível. Em condições normais, todos os DEIs fornecidos serão alimentados em tensão de 125 Vdc proveniente do sistema de baterias da subestação, que garante a continuidade de sua operação, mas situações de exceção podem ocorrer, e é justamente nesses períodos que obter e armazenar dados pode ser mais importante.

Finalmente, por serem aparelhos eletrônicos complexos, é importante que DEIs possuam uma função de autodiagnóstico para sinalizar eventuais falhas de fiação, falta de alimentação, falhas internas do próprio DEI e de sensores de medição a ele conectados. A função do autodiagnóstico tem por objetivo permitir que eventuais defeitos externos e internos ao equipamento sejam detectados e diagnosticados, permitindo que na maioria dos casos o próprio usuário identifique e corrija os problemas com rapidez.

## 2.2 Resiliência

Os sensores DEIs, Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, precisam realizar diversas tarefas em condições adversas e permanecer funcionando com confiabilidade e praticidade. Devido às condições de campo muito exigentes para a maioria dos equipamentos eletrônicos, os DEIs devem ser projetados, construídos e testados especificamente para uso no ambiente dos pátios de subestação.

Assim, os ensaios dielétricos no transformador e buchas (tensão aplicada, tensão de impulso, etc.) devem ser realizados com os DEIs completamente instalados e conectados aos transformadores, devendo esses, assim como o transformador, sobreviver sem danos aos ensaios.

Além disso, todos devem ter sido aprovados nos ensaios de tipo mínimos descritos na tabela a seguir:

<b>Imunidade a Surtos (IEC 61000-4-5):</b>	
Surtos fase-neutro:	1 kV, 5 por polaridade (+/-)
Surtos fase-terra e neutro-terra:	2 kV, 5 por polaridade (+/-)
<b>Imunidade a Transitórios Elétricos (IEC 60255-22-1):</b>	
Valor de pico 1º ciclo	2,5 kV
Frequência:	1,1 MHz
Tempo e taxa de repetição:	2 segundos, 400 surtos/seg.
Decaimento a 50%:	5 ciclos
<b>Tensão Aplicada (IEC 60255-5):</b>	
Tensão suportável à frequência industrial	2 kV 60 Hz 1 min. contra terra
<b>Imunidade a Campos Eletromagnéticos Irrradiados (IEC 61000-4-3):</b>	
Frequência:	26 a 1000 MHz
Intensidade de campo:	10 V/m
<b>Imunidade a Perturbações Eletromagnéticas Conduzidas (IEC 61000-4-6):</b>	
Frequência:	0,15 a 80 MHz
Intensidade de campo:	10 V/m
<b>Descargas Eletrostáticas (IEC 60255-22-2):</b>	
Modo ar:	8 kV, dez descargas por polaridade
Modo contato:	6 kV, dez descargas por polaridade
<b>Imunidade a Transitórios Elétricos Rápidos (IEC61000-4-4):</b>	
Teste na alimentação, entradas e saídas:	4 kV
Teste na comunicação serial:	2 kV
<b>Ensaio Climático: (IEC 60068-2-14):</b>	
Faixa de temperatura:	-40 a +85°C
Tempo total do teste:	96 horas
<b>Resposta à vibração: (IEC 60255-21-1):</b>	
Modo de Aplicação:	3 eixos (X, Y e Z), senoidal
Amplitude:	0,075 mm de 10 a 58 Hz / 1 G de 58 a 150 Hz
Duração:	8 min/eixo
<b>Resistência a vibração: (IEC 60255-21-1):</b>	
Modo de Aplicação:	3 eixos (X, Y e Z), senoidal
Frequência:	10 a 150 Hz
Intensidade:	2 G
Duração:	160 min/eixo

Atenção especial deve ser dada à temperatura máxima de operação dos DEIs, pois estes precisam suportar sem danos, ao longo de toda sua vida útil, as temperaturas elevadas encontradas no interior dos painéis onde serão instalados, haja vista que estes painéis são localizados nos pátios de subestações, com temperatura do ar ambiente elevada (ver figura 2), incidência direta de sol e sujeitos às irradiações de calor dos transformadores e outros equipamentos. A tabela a seguir ilustra, com valores aproximados, temperaturas que podem ser encontradas no interior dos painéis em situações reais da Eletronorte:

Condição	Temp. aproximada
Temperatura máxima do ar ambiente (figura 2)	40 °C
Elevação de temperatura devido ao ar quente dos ventiladores e resistência de aquecimento do painel onde está o DEI	+5 °C
Elevação de temperatura devido à irradiação de calor do Trafo sobre o painel onde está o DEI	+10 °C
Elevação de temperatura devido à radiação solar sobre o painel onde está o DEI	+15 °C
Margem de segurança para evitar envelhecimento precoce dos componentes eletrônicos do DEI	+10 °C
<b>Total</b>	<b>80 °C</b>

Neste contexto, deve-se atentar também ao fato de que temperaturas elevadas podem levar ao envelhecimento precoce dos componentes eletrônicos se a temperatura máxima de operação dos DEIs não for corretamente especificada. Como exemplo tomamos o documento “Technical Notes For Electrolytic Capacitor” [2], do fabricante de capacitores Rubycon Corporation, que mostra como “A vida de capacitores eletrolíticos de alumínio depende da temperatura, e dobra se a temperatura abaixar 10°C, com base na Lei de Arrhenius” (nossa tradução). Este princípio pode ser usado para prever a durabilidade de aparelhos eletrônicos, como os DEIs, quando submetidos a altas temperaturas, de forma similar ao efetuado para o cálculo de vida útil de transformadores.



Figura 2 – Mesmo à sombra, a temperatura durante as pesquisas chegou frequentemente a patamares maiores que 40°C

Em função das informações acima, foi selecionada na norma IEEE C37.1-2007[3], a classe de temperatura que mais se aproxima, que é a categoria (1.a), temperatura máxima de 85 °C.

Definidas as características comuns a todos os DEIs, é preciso atentar para as características específicas que um DEI deve apresentar para desempenhar sua função individual. Devido à importância dos transformadores, a Eletronorte decidiu iniciar seu projeto de monitoração com sensores de temperatura, para a parte ativa do transformador, e com a monitoração on-line de buchas.

### 2.3 Função Específica - Temperatura

Para acompanhar a parte ativa do transformador, que compreende os enrolamentos e seu isolamento, as principais grandezas a serem monitoradas são o carregamento, a temperatura do óleo e as temperaturas dos enrolamentos, pois isso permite evitar que sobrecargas e superaquecimentos levem a falhas catastróficas. Além disso, são dados importantes para calcular a expectativa de vida útil do isolamento da parte ativa da máquina, já que sua deterioração é uma função da temperatura à qual é submetida.

Aproveitando a modularidade da arquitetura escolhida, a Eletronorte iniciou o programa de monitoramento dos transformadores instalando DEIs para medição da temperatura. Os dispositivos escolhidos apresentam as seguintes funcionalidades:

- São aplicáveis a reatores ou transformadores, para proteção térmica (funções 26 e 49) e controle do resfriamento forçado, evitando envelhecimento acelerado do equipamento.
- Possuem entradas autocalibradas para sensores Pt100, facilitando a instalação e manutenção;
- Capazes de efetuar medições redundantes de temperatura do topo do óleo, usando 2 sensores;
- Possuem entrada de medição de corrente de carga com TC externo clip-on, faixa universal 0-10A;
- Calculam a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (hot-spot);
- Controlam automaticamente até quatro grupos de resfriamento forçado, com alternância por tempo de operação dos grupos de modo a evitar o desgaste prematuro de um grupo específico;
- Acionam automaticamente a ventilação por percentual de carga, resfriando o transformador preventivamente quando a carga aumenta;
- Acionam periodicamente os grupos de ventiladores para evitar que suas partes móveis engripem após longos períodos de inatividade ou que pássaros e insetos construam ninhos e colmeias sobre eles;
- Possuem relés de trip por temperatura do óleo e enrolamento com dupla segurança no acionamento, sendo controlados simultaneamente por 2 microcontroladores e acionados por sinal alternado;
- Preparados para monitoração do diferencial entre a temperatura do óleo do transformador e a do óleo comutador sob carga;
- Possuem ao menos oito relés para alarmes e trips por temperaturas do óleo e enrolamentos, controle de resfriamento, alarme do comutador e autodiagnóstico;
- No mínimo, têm duas saídas em loop de corrente mA programáveis, para temperatura do óleo e enrolamento.

Esse conjunto de funcionalidades garante bom acompanhamento térmico do transformador, oferecendo proteção ao ativo e permitindo melhor planejamento da manutenção e investimentos.

### 2.4 Função Específica - Buchas

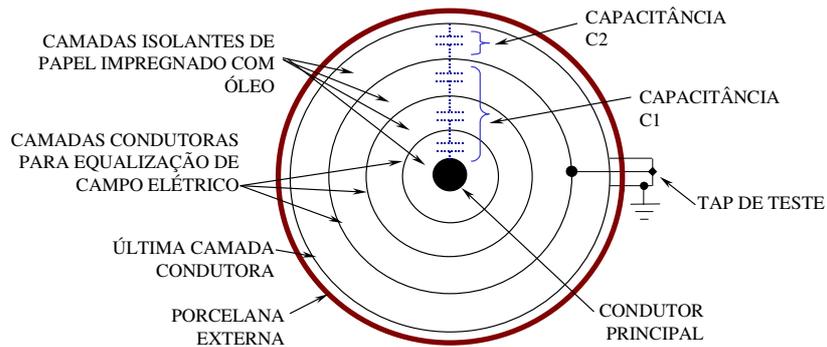
Outro sensor adotado no plano de monitoração da Eletronorte foi o DEI para monitoramento de buchas. Monitorar as buchas condensivas é uma boa prática para a gestão inteligente dos transformadores, pois embora sejam equipamentos acessórios relativamente baratos, a falha de uma bucha pode danificar o transformador no qual está instalada e retirá-lo da rede elétrica, causando prejuízos muito maiores que seu valor.

Durante a operação normal de um transformador, diversos fenômenos externos podem dar origem a sobretensões transitórias, tais como surtos de manobra e impulsos atmosféricos. Devido à função de interface que desempenham nesse equipamento, as buchas são, naturalmente, as primeiras a receber esses esforços em seu dielétrico.

Este fato, associado às tensões de operação normais a que são permanentemente submetidas, faz com que as buchas sejam apontadas nas estatísticas como um dos principais pontos de falha em transformadores de potência – pesquisa internacional realizada pelo Cigré revelou que as buchas motivam 20% do total de desligamentos forçados e agendados em transformadores sem comutador sob carga em subestações [1].

Além disso, a falha do dielétrico de uma bucha é uma situação de extremo risco para pessoas eventualmente próximas ao equipamento, devido aos cacos de porcelana projetados em alta velocidade, e para o transformador onde está instalada, pois a explosão de uma bucha pode levar a incêndio que cause a perda total do equipamento ou no mínimo a um longo tempo fora de operação para limpeza e reparos na parte ativa.

Uma vez que as buchas de alta tensão têm construção do tipo capacitiva, com diversas camadas isolantes intercaladas por camadas condutoras, como mostra a figura abaixo, a medição on-line de alterações na capacitância e na tangente delta da isolação fase-terra permite a detecção da grande maioria dos defeitos ainda em fase incipiente [4].



**Figura 3– Representação em corte radial de uma bucha capacitiva [5]**

Alguns transformadores possuem uma característica especial – a existência de Dispositivos de Potencial de Bucha (DPB) conectados aos taps das buchas – que demanda a aplicação de um sistema de monitoração de buchas especialmente adaptado.

Em aplicações normais, onde não existe DPB, o sistema de monitoração é conectado diretamente ao tap da bucha, de forma a medir diretamente a corrente de fuga do dielétrico e assim monitorar as variações de capacitância e tangente delta do mesmo. Essa aplicação aparece na figura 4 a seguir, onde se vê um adaptador ligando o TAP da bucha ao sistema de monitoração on-line.



**Figura 4– Conexão direta do sistema de monitoração ao tap de bucha do lado [5]**

Já nas buchas onde há DPBs, o tap não pode ser utilizado para a monitoração. Para essas aplicações, o fornecedor deve oferecer um sistema de monitoração que permita uma solução especial, em que as saídas dos DPBs, que têm tensão nominal de 115V, são utilizadas para a monitoração das buchas.

Em caso de evolução de defeitos nas buchas, o sistema de monitoração deve dispor de diversos níveis de alarme, proporcionando à engenharia de manutenção elementos para a tomada de decisão quanto às ações corretivas a adotar:

- Medição da tangente delta das buchas, para detecção de defeitos em fase incipiente.
- Alarme por tendência de evolução de tangente delta, com indicação de tempo previsto, em dias, para ocorrência dos dois próximos alarmes.
- Alarme por tangente delta alta.
- Alarme por tangente delta muito alta.
- Medição da capacitância das buchas, para detecção de defeitos em estágio avançado.
- Alarme por tendência de evolução de capacitância alta, com indicação de tempo previsto, em dias, para ocorrência dos dois próximos alarmes.
- Alarme por capacitância alta.
- Alarme por capacitância muito alta.
- Medição da corrente de fuga das buchas, para detecção de defeitos com evolução rápida ou muito rápida.
- Alarme por corrente de fuga das buchas alta.
- Alarme por corrente de fuga das buchas muito alta.

### 3.0 - REDE DE COMUNICAÇÃO

Conforme mencionado anteriormente, todos os DEIs possuem uma porta de comunicação para integração a uma rede de comunicação, a fim de permitir a transmissão on-line de suas informações e a integração a um sistema computacional remoto.

O padrão de rede local de comunicação escolhido foi o RS485, devido à sua alta imunidade a interferências eletromagnéticas, por operar em modo diferencial, longa distância de transmissão (até 1300 metros a depender da taxa de transmissão), facilidade e baixo custo de instalação e topologia descentralizada, que permite a futura integração de novos DEIs à rede de forma muito fácil, apenas com a ligação de dois fios.

Para esta rede local, os protocolos Modbus e DNP3.0 foram selecionados por serem padrões abertos, largamente utilizados no mercado e com características que suprem de forma eficaz e com baixo custo as necessidades de um sistema de monitoração de estado dos equipamentos.

Esta rede local interliga todos os DEIs no pátio da subestação e é então convertida para o meio físico fibra-óptica para interligação com a sala de controle, onde é conectada à rede corporativa Intranet da Eletronorte por meio de conversores adequados, viabilizando assim a transmissão remota das informações aos escritórios regionais e central da empresa.

### 4.0 - CONCLUSÃO

A imagem abaixo mostra um transformador 230/69kV de 30 MVA da subestação de Nova Mutum. À direita, estão os DEIs escolhidos para seu monitoramento. Os sensores inteligentes para monitoração das temperaturas do óleo e enrolamentos (direita acima) bem como o monitor de buchas (direita abaixo), estão instalados no interior do painel de controle deste transformador.



**Figura 5 – Transformador em SE Nova Mutum e DEIs instalados no interior do painel**

Com apenas dois tipos de DEI, é possível monitorar componentes dos transformador responsáveis por 60% das falhas não relacionadas ao comutador. Em transformadores onde elementos específicos são considerados críticos, outros DEIs foram aplicados e integrados ao sistema, como os especializados em medir a concentração de hidrogênio no gás, regular a tensão, entre outras.

Dessa forma, a escolha criteriosa de sensores inteligente para os transformadores e reatores permite à Eletronorte implantar modernos sistemas de monitoração que permitem detectar o desenvolvimento de falhas em estado ainda incipiente, colaborando com o objetivo de aumentar a disponibilidade e a confiabilidade no fornecimento da energia elétrica, ao mesmo tempo que se promove as condições para a modicidade tarifária.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Revista ELECTRA, Ref. no. 88, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service". Paris: CIGRE, 1983..
- [2] Referência Rubycon – "TECHNICAL NOTES FOR ELECTROLYTIC CAPACITOR" Capítulo 4 - <http://www.rubycon.co.jp/en/products/alumi/pdf/Life.pdf>
- [3] IEEE C37.1-2007 - IEEE Standard for Scada and Automation Systems
- [4] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, "Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas", XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [5] Eduardo Velázquez Castillo , Reinaldo A. Gonzalez Cocian , M. E. G. ALVES ;Monitoração On-Line de Transformador Regulador em Itaipu na SE Margem Direita; VI WORKSPOT, FOZ DO IGUAÇU-PR, ABRIL DE 2010.