



GRUPO - VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO - GSE

**TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS: SUA VIABILIDADE
NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

**Dorival Kitakawa Lima
CPFL Paulista**

**Josemir Coelho Santos(*)
Escola Politécnica da USP**

RESUMO

Os transformadores para instrumentos (TIs) são equipamentos importantes nos sistemas elétricos de potência (SEPs), permitindo mensurar valores de corrente, tensão, potência e energia e possibilitando proteger equipamentos, instalações e vidas humanas.

Os chamados TIs convencionais, atualmente empregados nos SEPs, apresentam problemas ligados à saturação, segurança, exatidão, resposta transitória, resposta harmônica, etc., que TIs ópticos, baseados na tecnologia das fibras ópticas, não apresentam.

Através da análise SWOT, este trabalho compara aspectos técnicos e econômicos entre TIs ópticos e convencionais, incluindo avaliações de prejuízos devidos a maus funcionamentos dos TIs.

Baseando-se nesta análise, os TIs ópticos apresentam-se como opção viável aos convencionais.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador de corrente óptico; Transformador de potencial óptico; análise técnica; análise econômica.

1.0 INTRODUÇÃO

Os transformadores para instrumentos (TIs) são equipamentos essenciais na realização das funções de medição e de proteção nos sistemas elétricos de potência. Através deles podem-se medir, com segurança, os elevados valores de tensão e de corrente utilizados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e, assim, fornecer as informações necessárias para faturamentos de demanda e consumo de energia e também para a atuação com precisão dos sistemas de proteção, garantindo um funcionamento mais seguro dos equipamentos, subestações e linhas de transmissão a que estão associados. Os TIs convencionais, baseados em transdução eletromagnética por acoplamento indutivo entre enrolamentos montados sobre núcleos ferro-magnéticos e/ou em divisores capacitivos, apesar de terem seu uso consagrado há décadas, continuam apresentando problemas não resolvidos em termos de linearidade, resposta harmônica, resposta transitória, saturação, segurança, precisão, etc. O mau funcionamento dos TIs nos sistemas de proteção pode provocar tanto atuações indevidas como falhas de atuação, acarretando, em ambos os casos, prejuízos à concessionária ou a terceiros, podendo, ainda, serem gerados danos materiais e/ou pessoais. Quando os transformadores de corrente (TCs) ou de potencial (TPs) estão instalados em sistemas de medição a serviço do faturamento e não funcionam com a precisão necessária, milhares ou milhões de reais podem ser perdidos por ano, seja por quem fornece a energia, seja por quem a consome. Há, portanto, interesse em alternativas tecnológicas que permitam reduzir ou eliminar tais problemas.

Uma alternativa real nesse sentido, surgida já há alguns anos, são os Transformadores para Instrumentos não-convencionais a fibras ópticas, ou simplesmente TIs ópticos, que apresentam performance muito superior à dos TIs convencionais, tanto em termos de confiabilidade quanto de precisão. A tecnologia utilizada nos TIs ópticos já está consolidada, como atestam diversos estudos publicados a este respeito [1], [2], [3], [4], [5], [6].

A comercialização destes equipamentos é feita desde o ano de 2000 [7], uma vez que vários fabricantes vêm transformando em produtos diversos resultados de pesquisas e oferecendo ao mercado equipamentos baseados em tecnologias inovadoras, como a óptica, que podem desempenhar as funções dos TIs convencionais, com vantagens, sem apresentar os problemas anteriormente encontrados.

No entanto, a aplicação desses novos equipamentos nos sistemas elétricos de alta tensão encontra algumas dificuldades técnicas de integração e barreiras culturais de aceitação, o que tem retardado o início de seu uso

pelas concessionárias brasileiras. Em vista disso, considerou-se relevante estudar as viabilidades técnica e econômica da aplicação dos TIs ópticos no sistema elétrico nacional em substituição aos TIs convencionais. Neste trabalho apresentam-se os resultados de um estudo realizado sobre esse tema em que são analisadas algumas das principais características dos TIs ópticos e também são feitas estimativas dos prejuízos que as concessionárias podem sofrer no caso dos TIs não desempenharem corretamente suas funções.

2.0 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS

Ao contrário dos TIs convencionais, os TIs puramente ópticos não possuem um núcleo ferro magnético. Eles são baseados nos efeitos dos campos elétrico e/ou magnético sobre feixes de luz polarizados. Os efeitos Faraday e Pockels são os mais popularmente empregados na fabricação, respectivamente, de TCs e TP ópticos [03], [08] e [09], mas outros podem também ser utilizados. Grandes fabricantes como a Areva, a ABB, a Hitachi, entre outros, oferecem seus modelos de TIs ópticos no mercado, sendo que o ponto comum entre eles é que todos empregam fibras ópticas para comunicar os sinais entre o sensor primário (conectado ao ponto do sistema de alta tensão a ser monitorado) e o conversor secundário (conectado aos equipamentos de medição ou proteção). Apesar de demonstrarem características superiores em termos de performance e segurança, os TIs ópticos apresentam aspectos que afetam negativamente sua competitividade frente aos TIs convencionais, como preços superiores e tecnologia ainda pouco familiar para os engenheiros de SEPs. Até o momento atual os aspectos negativos parecem ter impedido que os TIs ópticos penetrem no mercado brasileiro. O presente trabalho discute esse cenário e procura avaliar a viabilidade deles passarem a ser empregados pelas concessionárias do Brasil.

3.0 ANÁLISE SWOT APLICADA AOS TIs ÓPTICOS

A principal ferramenta utilizada nesse estudo de viabilidade foi a análise SWOT, que é definida [10] como sendo o processo de identificar sistematicamente as Forças (Strengths), Fraquezas (Weaknesses), Oportunidades (Opportunities) e Ameaças (Threats) de um negócio.

Numa visão alternativa para esta ferramenta [11] o termo **ameaça** é substituído pelo termo **tempo** (time). Neste conceito, as ameaças de hoje em certos casos serão oportunidades em um futuro próximo.

Pode-se estender os conceitos acima para abranger, além de negócios, outros “entes” dos quais se deseje avaliar a viabilidade de inserção num ambiente de mercado específico. Nesse contexto, o negócio considerado é a aplicação dos TIs ópticos no mercado brasileiro e a análise SWOT é utilizada neste trabalho para avaliar os pontos positivos e negativos dos TIs ópticos, não apenas em comparação com os TIs convencionais, mas também em relação à sua aplicação no setor elétrico brasileiro.

A Tabela 1, a seguir, apresenta uma seleção de fatores relacionados aos TIs ópticos, que serão posteriormente analisados.

Tabela 1 – Análise SWOT

| Oportunidades | Ameaças |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Norma IEC61850; • Legislação do setor elétrico; • Mercado em expansão; • Parque instalado antigo. | <ul style="list-style-type: none"> • Setor conservador; • TIs convencionais com baixas taxas de falhas; • Parque de sistemas de proteção e medição antigo. |
| Forças | Fraquezas |
| <ul style="list-style-type: none"> • Redução na quantidade de falhas; • Instalação simplificada; • Manutenção reduzida; • Segurança; • Saturação existente; • Ótima precisão; • Susceptibilidade eletromagnética baixa. | <ul style="list-style-type: none"> • Preço maior. |

3.1 Ameaças

A) Setor conservador

O setor elétrico possui uma forte característica conservadora. Isso significa que dificilmente é instalado no sistema um equipamento cuja tecnologia não seja bem conhecida e cuja confiabilidade não tenha sido comprovada.

Um exemplo deste comportamento é o caso dos relés digitais que são amplamente empregados pelas concessionárias de energia elétrica. Atualmente alguns fabricantes abandonaram a nomenclatura de relé e passaram a chamá-los de IED (Intelligent Electronic Devices ou Dispositivos Eletrônicos Inteligentes), devido à grande quantidade de funções que os equipamentos passaram a ter. Além das funções de proteção, o relé/IED também pode ter as funções de comando e controle, eliminando-se uma grande quantidade de relés auxiliares e cabos de cobre, com redução do espaço físico ocupado e dos custos de implantação e de manutenção do sistema. Apesar dos vários pontos positivos, muitas empresas demoraram décadas para adotar os relés digitais e

ainda preferem usar os quadros sinóticos para identificação dos alarmes, além de fazer todos os comandos através de diversos botões, mantendo toda a estrutura de relés auxiliares e cabos. Tais empresas não confiam totalmente que um único equipamento digital possa desempenhar, com segurança, as funções antes executadas por aqueles vários equipamentos tradicionais. Desse modo, é de se esperar que os TIs ópticos precisarão vencer uma grande barreira cultural para serem amplamente utilizados no setor elétrico brasileiro.

B) TIs convencionais com baixas taxas de falhas

É natural que TIs apresentem falhas (até mesmo catastrófica). Mas com que frequência essas falhas ocorrem?

Foi realizado estudo [12] sobre as causas e as taxas de falhas em TIs de classes de tensão iguais ou superiores a 72,5 kV. Foram coletados dados de eventos que ocorreram em diversos países entre os anos de 1970 e 1986, sendo que a população estudada foi de aproximadamente 136.000 unidades com idade média de 20 anos. As unidades mais antigas estavam em operação desde 1920. Através de tratamento estatístico, obtiveram o valor de 0,185% para a taxa de falhas violentas e de 0,469% para as não violentas. A taxa de falha total (acumulada) obtida foi de 0,654% e a taxa de falhas por TI ano foi de $0,385 \times 10^{-3}$.

Um estudo [13] realizado em 2007 sobre as taxas de falhas de TIs no Brasil informou que o banco de dados disponível na ocasião era insuficiente, não permitindo o seu cálculo. Em pesquisa mais recente [8] realizada junto ao site do ONS das ocorrências que envolveram TIs no período de 04/09/2005 a 09/04/2008, em que foram analisados os Boletins Diários de Operação, os relatórios de Síntese Gerencial da Operação e os Boletins Semanais de Operação, verificou-se que aconteceram 41 ocorrências (sendo que 43 equipamentos falharam) o que resulta numa média de 1,32 falhas por mês. Essas ocorrências totalizaram 43h35m de interrupção, com tempo médio de interrupção de 1h03m. Embora essas taxas de falhas possam ser consideradas pequenas elas não são desprezíveis devido aos prejuízos que podem acarretar, como será demonstrado adiante.

C) Parque de sistemas de proteção e medição antigos

O sistema de proteção e de medição das concessionárias de energia é composto de equipamentos de diversas gerações. É possível encontrar instalados na mesma subestação relés eletromecânicos, eletrônicos e digitais.

Os TIs ópticos, que são classificados como TIs eletrônicos, disponibilizam baixos valores de tensão em sua saída e, o que, em geral, não é adequado para ser usado diretamente pelos instrumentos de medição e proteção fabricados até o presente, pois toda a instrumentação tem sido fabricada para receber sinais analógicos com valores nominais de até 5 Amperes para corrente e de até 115 Volts para tensão.

Nota-se então que, para ser possível o uso dos sinais dos TIs ópticos pela instrumentação existente, é necessário um conversor que amplifique esses sinais para valores aceitáveis pelos sistemas de proteção e medição. Apesar de alguns fabricantes oferecem esse tipo de conversor, ele é um elemento que encarece a aplicação dos TIs ópticos e contribui negativamente na confiabilidade do conjunto.

Por outro lado, recentemente tem sido implementadas em subestações redes de comunicação baseadas na norma IEC 61850. O conceito de barramento de processos previsto nessa norma, poderá viabilizar, de um modo simples, a comunicação dos TIs ópticos com os sistemas de medição e proteção das subestações.

3.2 Oportunidades

A) Norma IEC 61850

As comunicações digitais entre os equipamentos de uma subestação tem sido realizadas normalmente utilizando protocolos proprietários. Cada fabricante tem desenvolvido o seu próprio protocolo, dificultando, ou até impossibilitando, a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes. Dessa forma, quando há necessidade dos sistemas de proteção e controle de uma subestação trocarem informações na forma digital, é necessário o desenvolvimento de interfaces complexas de alto custo.

Com o passar do tempo, os usuários dos sistemas de proteção e controle das empresas do setor elétrico, cada vez mais, sentiram a necessidade de um protocolo padrão, que permitisse a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes. Em resposta a essa necessidade, foi criada a norma IEC 61850, que permite a interoperabilidade dos sistemas de proteção e controle em uma subestação. Nela está prevista a criação do barramento de processos que tornará mais simples a interligação dos TIs ópticos aos sistemas de proteção e controle das subestações. Autores de um estudo recente [14] esclarecem que:

A seção 9-2 da norma especifica a transmissão de amostras de grandezas provenientes de TCs e TPs através de rede Ethernet. É assumido que uma unidade concentradora (merging unit) concentra os valores adquiridos de vários transformadores de instrumentação associados a um bay e transmite de forma padronizada os dados através da Ethernet. A forma do sinal analógico no secundário de um transformador para instrumentação convencional ou o formato de dados digitais do secundário do transformador para instrumentação não-convencional não são especificados pela norma, de forma que não importa se estamos lidando com um TC convencional de 1 A ou com um formato digital e proprietário de um TC não-convencional.

Ainda segundo o mesmo estudo, apenas a saída da MU ("merging unit" ou unidade de incorporação de dados) é padronizada pela IEC 61850. Dessa forma, os relés conectados ao barramento de processo receberão uma mensagem padronizada independente da tecnologia utilizada na fabricação do TI.

Destarte, com a implementação do barramento de processos, as concessionárias poderão usufruir as qualidades dos TIs ópticos com mais facilidade.

B) Legislação do setor elétrico

As concessionárias de energia elétrica devem respeitar os limites determinados pelo órgão regulador para os limites de indisponibilidades de suas instalações. De acordo com a resolução Aneel 063/2004, art. 14, as multas

podem variar de 0,01% a 2% do valor do faturamento da empresa apurado nos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração, dependendo do grupo em que se enquadra a infração. Desta forma, é imprescindível que as empresas possuam equipamentos altamente confiáveis e com o risco praticamente nulo de falha.

Por apresentar características de confiabilidade, teoricamente, superiores às dos convencionais, os TIs ópticos poderão contribuir para a melhora do desempenho financeiro das empresas do setor elétrico, reduzindo a possibilidade delas serem penalizadas em suas receitas, conforme determina a legislação em vigor.

C) Mercado em expansão

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou estudo intitulado Programa de Expansão da Transmissão (PET) para o período de 2007 a 2011, que pode ser dividido em duas partes. Na primeira (que compreende os capítulos 1, 2 e 3) são apresentadas as obras necessárias ao sistema de transmissão. A segunda parte (capítulo 4) relaciona as obras que já foram autorizadas ou licitadas.

Através da análise de cada obra que consta nesse estudo, foi montada a Tabela 2 onde são apresentadas as quantidades de equipamentos por classe de tensão.

Tabela 2 – Estimativa da quantidade de TIs necessários à expansão da transmissão no período de 2007 a 2011.

| Classe de Tensão (kV) | 138 | 230 | 345 | 440 | 500 | 525 | 765 |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Quantidade de TCs | 240 | 750 | 213 | 150 | 507 | 3 | 3 |
| Quantidade de TPs | 76 | 454 | 75 | 54 | 171 | 0 | 0 |

As obras previstas no PET podem ser vistas como oportunidades para implantação dos TIs ópticos no setor elétrico brasileiro.

D) Necessidade de renovação do parque instalado de TIs

Durante a elaboração deste trabalho não foi possível determinar a idade dos TIs instalados no Brasil. No entanto, considerou-se aplicável ao nosso país o resultado de uma pesquisa anterior [12] que aponta uma idade média de 20 anos para os parques de TIs instalados em vários países. Além desta idade relativamente avançada, outro ponto importante a ser considerado é que a ANEEL [15] determina a taxa de depreciação dos TIs como sendo de 3,0% ao ano, o que indica que a vida útil contábil destes equipamentos é de cerca de 33 anos.

Assim, pode-se interpretar que a escolha das concessionárias por adquirirem TIs convencionais hoje significa adiar por 30 anos a instalação de equipamentos de melhor desempenho.

3.3 Forças

A) Redução na quantidade de falhas

Conforme citado acima, os valores de taxa de falha dos TIs são baixos. Apesar disso, não se pode perder de vista que quando a falha ocorre, os prejuízos podem ser grandes. Além do risco da perda completa do TI, os equipamentos em seu entorno também podem ser seriamente danificados, os colaboradores da empresa podem se acidentar, danos ambientais podem ocorrer e há o risco do comprometimento da imagem da empresa.

Desta forma, o uso dos TIs ópticos, que oferecem taxas de falhas ainda menores que os convencionais, colaborará na minimização destes problemas.

B) Instalação simplificada

Os estudos [8] e [16] atestam que os TIs ópticos são mais leves do que os TIs convencionais. O Gráfico 1 apresenta um comparativo de peso entre TCs ópticos e convencionais e o Gráfico 2 entre os TPs ópticos e os convencionais.

Do Gráfico 1 observa-se que, por exemplo, para os TCs da classe de 420 kV, a diferença é de mais de 1.400%. Do Gráfico 2, na mesma classe de tensão, a diferença entre TPs ópticos e convencionais é de cerca de 170%.

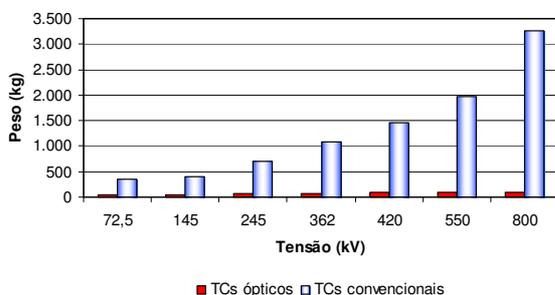


Gráfico 1 – Comparativo de peso entre TCs ópticos e convencionais

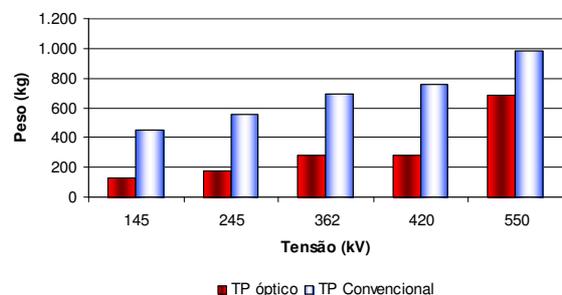


Gráfico 2 – Comparativo de peso entre TPs ópticos e convencionais

O fato dos TIs ópticos serem mais leves do que os convencionais, permite instalá-los nos pórticos das subestações, dispensando bases de concreto [16].

C) Manutenção reduzida

A inspeção nos TIs ópticos limita-se à inspeção visual e com termovisores para detectar eventuais pontos quentes. Por não utilizarem óleo isolante, não há necessidade de desligar o equipamento para coleta e reposição do óleo.

D) Segurança

Um grande risco para as equipes de manutenção é a abertura accidental dos terminais secundários dos TC convencionais. No caso dos TCs ópticos não há risco de formarem-se potenciais perigosos ou arcos elétricos, caso o seu secundário seja aberto, já que é fornecido um sinal de baixa tensão em sua saída.

Um outro ponto importante no quesito segurança é o fato dos TIs ópticos não usarem óleo isolante. Desse modo é eliminado o risco de vazamentos e a conseqüente contaminação do solo que pode gerar multas ambientais e manchar a imagem da concessionária.

Caso haja falha na isolação dos TIs convencionais, pode ou não haver falha catastrófica. Se houver uma falha na isolação, pode haver transferência de um grande potencial para os equipamentos ligados ao TI que falhou. As conseqüências podem limitar-se a danificar a instrumentação ligada ao TI ou podem propagar-se pelos circuitos adjacentes e tornar as dimensões dos prejuízos bem maiores. Já se houver falha na isolação dos TIs ópticos não haverá transmissão para o circuito secundário do mesmo de potenciais perigosos, uma vez que as fibras ópticas que comunicam o sensor primário e o conversor secundário transportam somente luz de baixa intensidade.

Em síntese, os TIs ópticos apresentam um melhor nível de segurança do que os convencionais, tanto para as pessoas quanto para as instalações.

E) Saturação inexistente

Os TCs ópticos não apresentam o problema de saturação tão comum nos TCs convencionais, por não possuírem núcleo ferromagnético.

F) Ótima precisão

Pesquisa realizada com transdutor de corrente óptico do tipo laço sensor flexível [7], apresentou uma exatidão compatível com os melhores TCs utilizados em campo de classe 0,3 ou melhor. O Gráfico 3, extraído de [17], apresenta os resultados dos ensaios de precisão de um TC óptico para correntes primárias entre 2 e 3600 A. As linhas vermelhas indicam os limites da classe de precisão 0,2S determinada pela IEC 60044-8 e as barras azuis ao redor dos pontos indicam a incerteza das medições realizadas.

G) Susceptibilidade eletromagnética baixa

O ambiente de uma subestação em termos de interferência eletromagnética é bastante hostil, sendo que sempre há preocupação com a proteção dos equipamentos instalados no local. Os TIs ópticos, pela sua própria natureza construtiva e de transmissão do sinal através de fibras ópticas, são muito menos susceptíveis a esse tipo de interferência que os convencionais.

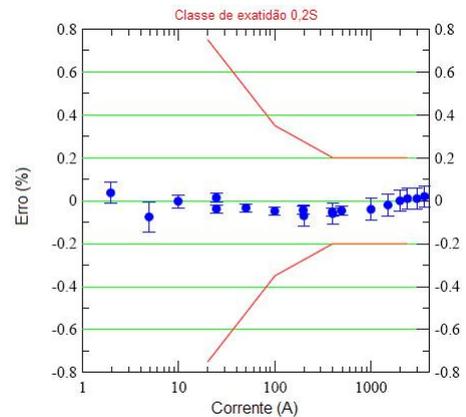


Gráfico 3 – Resultados dos ensaios de precisão para um TC óptico.

3.4 Fraquezas

Preço maior

Foram feitas várias consultas aos fabricantes de TIs ópticos sobre os preços desses equipamentos, mas nenhuma delas foi respondida. A única informação sobre os preços de TIs ópticos obtida é apresentada no Gráfico 4, que foi retirado de [09]. Nessa comparação, os TIs ópticos são mais econômicos a partir da classe de 362 kV.

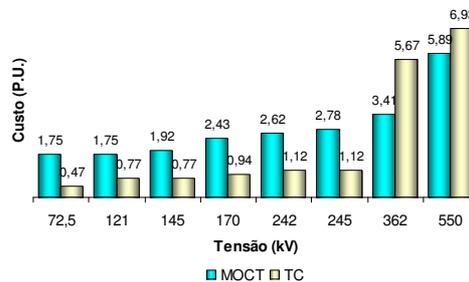


Gráfico 4 – Comparativo de custo entre TIs ópticos e convencionais

4 ANÁLISE ECONÔMICA

4.1 Estimativa dos prejuízos devido a falha de um TI

Para estimar os prejuízos que a falha de um TI pode causar a uma concessionária, será adotado o exemplo de uma empresa geradora.

Considere-se que uma usina geradora de energia tenha 4 UGs (Unidades Geradoras) de 100 MW cada e que ocorra a explosão seguida de incêndio do TC da fase central da UG-02.

No caso dos equipamentos adjacentes não terem sido danificados, sendo necessária apenas a substituição do TC que explodiu, pode-se estimar que nas 12 primeiras horas após o acidente, as 4 UGs ficariam paradas para controle do incêndio e verificação dos danos causados.

Após esse tempo, se constatado não ter havido danos aos equipamentos e cabos instalados nos “bays” das UGs 01, 03 e 04, essas UGs poderiam retornar à operação normal, enquanto seriam necessárias, em média, mais 24 horas para substituição do TC da UG-02.

Dessa maneira, a planta deixaria de gerar um total de 7.200 MWh o que representa uma perda de receita de R\$ 674.928,00 (considerando o valor de R\$ 93,74/MWh gerado, conforme [18]).

Nesta avaliação não estão considerados os custos da mão-de-obra e do equipamento.

Afinal, quanto esse valor de R\$ 674.928,00 representa para essa geradora?

Se o regime de operação da usina fosse de produção de energia 24 horas por dia, 365 dias no ano, na sua capacidade máxima (400 MW), ao final de um ano a usina teria gerado 3.504.000 MWh. Considerando o valor de R\$ 93,74/MWh gerado, isso significa uma receita bruta anual de R\$ 328.464.960,00.

Dessa forma, a falha em TCs e TPs convencionais representaria uma perda da ordem de 0,21% deste total. Percentualmente, o valor aparenta ser irrisório, mas financeiramente o valor de R\$ 674.928,00 é alto.

Considerando que as usinas não possuem o regime de operação citado, já que necessitam parar para manutenções ou reduzir a geração para atender necessidades do sistema elétrico, e que a receita de R\$ 328 milhões é bruta, ou seja, é necessário descontar todas as despesas da geradora, a participação percentual de uma falha certamente será bem maior do que o 0,21% apresentado.

Caso este acidente ocorresse em uma transmissora ou distribuidora de energia, ambas podem ser multadas por não cumprimento das metas dos seus indicadores. No caso específico da distribuidora, ainda há que se considerar o custo da energia não distribuída, que é muito superior ao da energia adquirida da geradora.

4.2 Influência da classe de exatidão na receita das concessionárias de energia

Um tipo de perda financeira que muitas vezes passa despercebida pelas concessionárias é aquela causada pelo fato dos erros dos TIs ultrapassarem a sua classe de exatidão.

A utilização intensiva dos TIs por longos períodos de tempo, é um fator preponderante na degradação do seu desempenho, podendo acarretar erros de medição crescentes não visualizados por não serem monitorados e avaliados.

Com a finalidade de ilustrar como a classe de exatidão pode influenciar negativamente nos resultados financeiros da concessionária, serão analisados dois cenários.

Uma primeira situação a ser analisada é com relação aos erros que podem ser introduzidos pelos TPs e TCs na medição a serviço do faturamento das empresas.

Em [19] é apresentado um exemplo onde há uma diferença de 1,06% entre os valores lido e real da potência ativa devido aos erros introduzidos pelos TIs. A partir desse exemplo, pode-se analisar o seguinte caso ilustrativo.

Considere-se que um determinado ponto de medição indique que a concessionária esteja comprando 55.000 kWh, mas na realidade ela está consumindo 54.517 kWh, ou seja, um erro de 583 MWh (1,06%). Para um valor de R\$ 136,94/MWh (valor médio do PLD em 2008), em um ano o prejuízo será de:

$$0,583 \text{ MWh} \times 720 \text{ h} \times 12 \text{ meses} \times \text{R\$ } 136,94/\text{MWh} = \text{R\$ } 689.783,21 \text{ (por ano)}$$

Se for considerada uma vida útil de 30 anos para um TI e que após 10 anos de uso a degradação de sua precisão levasse a um aumento de erro de medição de energia semelhante ao do exemplo acima, o prejuízo acumulado nos últimos 20 anos de sua vida útil poderia chegar a R\$ 13.795.664,20 por ponto de medição. Este é o caso menos grave, pois para os TIs instalados do lado da carga o valor do MWh vendido pelas concessionárias de distribuição é maior.

Na verdade, uma combinação desfavorável de degradação de erros pode levar a sub-faturar o consumidor (reduzindo a receita da concessionária) e a sobre-faturar a concessionária pela empresa geradora (aumentando as despesas da concessionária). Neste pior caso o prejuízo acumulado pode atingir várias dezenas de milhões de reais. É claro que a combinação de erros pode também ser favorável à concessionária, porém, quanto maior o montante de energia medido mais se justifica o uso de TIs com precisão maior e mais estáveis, reduzindo o risco de elevados prejuízos operacionais como os apontados no exemplo acima.

O segundo cenário a ser analisado é com relação ao mercado de energia.

Falcão, Borges e Rodrigues [20] esclarecem que “as concessionárias de distribuição e outros agentes de consumo ficaram obrigados a contratar 100% de suas necessidades de carga sob risco de penalidades”. Caso a distribuidora contrate um valor de energia inferior ou superior às suas necessidades ela será penalizada.

Cuberos [21] explica que se a distribuidora contratar até 103% do que ela realmente consumir, “todos os custos associados à aquisição de energia são inteiramente repassados as tarifas dos consumidores finais de energia”. Caso a distribuidora contrate acima dos 103% (sobrecontratação) os custos adicionais serão de inteira responsabilidade da distribuidora, não sendo permitido repassar aos clientes finais este custo. Também pode ocorrer a situação inversa a anterior, ou seja, a distribuidora ficar abaixo da faixa dos 100% (subcontratada). Neste caso, segundo Cuberos [21]

a distribuidora será duplamente penalizada, pois além de pagar a penalidade prevista na legislação vigente (máximo valor entre PLD e VR¹, multiplicado pela insuficiência de lastro), o distribuidor terá o direito de repassar as tarifas dos consumidores finais somente a quantidade de energia contratada valorada ao mínimo entre PLD e VR, ou seja, o distribuidor repassa aos consumidores finais o montante de energia ao menor preço, e paga penalidade ao maior preço.

É muito importante que os TIs utilizados pela distribuidora no sistema de medição de faturamento estejam dentro da sua classe de exatidão. Caso isso não ocorra, poderá haver medições incorretas da energia consumida pela distribuidora indicando que ela está subcontratada ou sobrecontratada, mesmo que o seu consumo esteja respeitando os contratos de compra de energia.

Através da análise dos cenários apresentados, fica claro que a utilização pelas concessionárias de TIs que ultrapassaram a sua classe de exatidão pode causar grandes perdas financeiras às mesmas, sendo recomendável a utilização de equipamentos mais precisos e que não haja a degradação desta precisão ao longo de sua vida útil, como é o caso dos TIs ópticos.

5.0 CONCLUSÕES

A análise comparativa técnica, demonstrou que os TIs ópticos possuem várias vantagens sobre os TIs convencionais, tais como peso reduzido, melhor precisão, ausência de óleo isolante e eliminação da saturação. Em contra partida foi constatado como principal ponto fraco dos TIs ópticos a dificuldade de sua integração com os sistemas de medição e controle existentes nas subestações. Tal barreira nos próximos anos deverá ser superada com a natural modernização das subestações e com o advento das redes de comunicação baseadas na norma IEC 61850 9-2.

A análise econômica evidenciou que os TIs podem causar prejuízos de grande monta às empresas do setor elétrico, seja quando eles falham, seja quando há deterioramentos em sua classe de exatidão.

No caso de um falha catastrófica, o prejuízo financeiro que os TIs podem causar pode ser suficiente para justificar a substituição de todos os TIs da subestação afetada, além do sistema de medição e proteção da mesma.

Na análise econômica uma das principais perguntas a ser respondida é: "Quanto a empresa está disposta a pagar a mais por um TI óptico?" A resposta a esta pergunta deve ser dada individualmente por cada empresa, após avaliar os seus custos operacionais, o tamanho do seu parque de TIs e o risco de falhas destes equipamentos, perdas financeiras devido às medições de faturamento não estarem sendo feitas dentro da classe de exatidão esperada, penalidades e planejamento estratégico de cada empresa.

Além do problema de integração com os sistemas de medição e proteção atuais, os TIs ópticos também deverão superar a barreira cultural dos profissionais do setor em aceitarem novas tecnologias. Este fato é reforçado pela rígida legislação do setor elétrico, onde nenhuma empresa deseja ser penalizada devido à falha de um TI que utiliza uma tecnologia desconhecida. É necessário que o setor elétrico se convença de que os TIs ópticos são vantajosos e dignos da confiança dos profissionais deste setor. Acredita-se que, a exemplo do que aconteceu historicamente com os relés digitais, a partir do momento que os profissionais conhecerem melhor os TIs ópticos e forem apresentados casos de sucesso do seu uso, eles serão bem aceitos pelas concessionárias.

No desenvolvimento deste trabalho, a principal dificuldade encontrada foi o levantamento dos preços de TIs ópticos. As várias tentativas de contatos com os fabricantes foram frustradas, demonstrando que provavelmente não há uma política definida de vendas desses equipamentos voltada para mercado brasileiro. Para que haja uma mudança na postura dos fabricantes, acredita-se que primeiramente seja necessário que as concessionárias demonstrem interesse na aquisição desses equipamentos, incentivando os fabricantes a apresentarem propostas reais de fornecimento de TIs ópticos semelhantes às propostas de TIs convencionais.

Em síntese, apesar de haver problemas a serem solucionados, acredita-se que os TIs ópticos poderão se tornar, em curto prazo, uma alternativa viável aos TIs convencionais para o setor elétrico brasileiro.

BIBLIOGRAFIA

- [01] ULMER Jr., Edward A. A High-accuracy optical current transducer for electric power systems. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, nº 2, p. 892-898. 1990.
- [02] MAFFETONE, T. D.; McCLELLAND, T. M. 345 kV substation optical current measurement system for revenue metering and Protective Relaying. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 6, nº 4, p. 1430-1437. 1991.
- [03] SANTOS, Josemir Coelho. Estudo e desenvolvimento de moduladores eletro e magnetoópticos e suas aplicações como transformadores de medição (TP e TC ópticos) em sistemas elétricos de potência. 1993. 103 p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1993.
- [04] SANTOS, Josemir Coelho. New optical pockels techniques for direct measurement of high voltage. 1997. 163 p. Tese (Doutorado). The University of Tokio.
- [05] CHRISTENSEN, Lars Hofmann. Design, construction, and test of a passive optical prototype high voltage instrument transformer. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, Nº 3, p. 1332-1337. 1995.

¹ Sobre a definição do VR (Valor de Referência) consultar o art. 34 do decreto 5163 de 30/06/2004.

- [06] SILVEIRA, Paulo Márcio da; GUIMARÃES, Carlos Alberto Mohallem. Novos transdutores de corrente e de potencial em alta tensão: estado da arte, tendências e aplicações. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belém. 1997.
- [07] CARVALHO, João C. Dantas de; RODRIGUES, Augusto M.; MELO JUNIOR, Celso F. de; COSTA, Marcelo M. da. Análise de desempenho de transdutor óptico de corrente C.A. para medições em sistemas de alta tensão. In: V Congresso Latino Americano de Metrologia – METROSUL. 2007. Curitiba – Pr. Disponível em: <www.metrosul.org.br/pub_arquivos/5027.pdf>. Acesso em 26 ago. 2008
- [08] LIMA, Dorival Kitakawa. Transformadores para instrumentos ópticos: aspectos da viabilidade do seu uso pelas empresas do setor elétrico brasileiro. 2009. 115 p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- [09] HERMOSILLO, Victor F.; OLIVEIRA, Fabiano A. Advantages of applying current and voltage optical sensors in an electrical system of medium and high voltage and a comparative technical-economical analysis regarding the conventional transformers of high voltage. X ERLAC – Encuentro Regional Latinoamericano de La CIGRÉ. Puerto Iguazú. Argentina. 2003.
- [10] MEGGINSON, Leon C.; MOSLEY, Donald C.; PIETRI JR, Paul H. Administração: Conceitos e Aplicações. 4 ed. São Paulo: Editora Harbra, 1998. 614 p.
- [11] Real Consultoria. Análise SWOT da sua empresa. Disponível em: <<http://www.realconsultoria.com.br/conteudolink.php?codigo=8>>. Acesso em: 02 jan. 2009.
- [12] DUBANTON, C. et al. Instrument transformer technology and service behaviour: Failure survey. Working Group 07 of Study Committee 23. Revista Electra nº 125. Bureau Central de la CIGRE, p. 113-117. Paris. 1989.
- [13] PENA, M. C. M.; CARVALHO Jr., A. V.; SANTOS, C. M. P. A experiência da CHESF em detecção e análises dos modos de falha em transformadores para instrumentos. XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. Foz do Iguaçu (Pr.). 2007.
- [14] HOGA, Clemens; RODRIGUES, José Roberto Moreira. Tendências tecnológicas em automação de energia. VII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Salvador (Ba). 2007.
- [15] ANEEL. Manual de contabilidade do serviço público de energia elétrica. 2007. Disponível em: <www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual-jan-2007.pdf>. Acesso em: 12 out. 2008.
- [16] MEIRELLES, Marcelo. Sistemas e sensores ópticos: medição de corrente e tensão. Cigre – Brasil: Workshop Transformadores de Instrumentos: Aplicação em Sistemas de Potência. Rio de Janeiro: 2004.
- [17] RAHMATIAN, Farnoosh; BLAKE, James N. Applications of High-Voltage Fiber Optic Current Sensors. 2006. Disponível em: <<http://www.nxtphase.com/pdfs/Rahmatian%20et%20al%20-%20App%20Optical%20CTs,%20Final.pdf>>. Acesso em: 18 fev. 2009.
- [18] ANEEL. Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública. Brasília. 2006. Disponível em: <http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_pordentro_NOVA_PDF.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2007.
- [19] MEDEIROS FILHO, Solon. Medição de energia elétrica. 2 ed. Recife (Pe). Editora Universitária, Universidade Federal de Pernambuco. 1980. 483 p.
- [20] FALCÃO, Djalma M.; BORGES, Carmem L. T.; RODRIGUES, Flávia F. C. Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda. 2007. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-17592007000300008&script=sci_arttext&lng=en>. Acesso em: 13 fev. 2009.
- [21] CUBEROS, Fábio Luiz. Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras. 2008. 119 p. Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

DADOS BIOGRÁFICOS

DORIVAL KITAKAWA LIMA, natural de Ourinhos (S.P), nasceu em 1971. Fez Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência na Escola Politécnica da USP (2009), Especialização em Consultoria e Estratégia Empresarial pela Faculdade de Ciências Contábeis e Administrativas de Rolândia (1999) e Graduou-se em Administração de Empresas pelas Faculdades Integradas de Ourinhos (2004) e em Engenharia Elétrica (ênfase em eletrotécnica) pela Unesp, campus de Ilha Solteira (1996). Trabalhou na CESP, na Duke Energy e, atualmente, trabalha no Departamento de Gestão de Ativos Noroeste da Companhia Paulista de Força e Luz.

JOSEMIR COELHO SANTOS nasceu em São Paulo (SP) em 1961. Graduou-se como Engenheiro Eletricista na Universidade de São Paulo (1988), obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica na Universidade de São Paulo (1993), e de Doutor em Engenharia Elétrica na Universidade de Tóquio, Japão (1997). É Professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em regime de dedicação integral desde 1990, onde coordena o Laboratório de Sensores Ópticos e atua em diversos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.