DORIVAL KITAKAWA LIMA

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS: ASPECTOS DA
VIABILIDADE DO SEU USO PELAS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia

São Paulo
2009

DORIVAL KITAKAWA LIMA

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS: ASPECTOS DA
VIABILIDADE DO SEU USO PELAS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Josemir Coelho Santos

São Paulo
2009

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com anuência de seu orientador.

São Paulo, 27 de abril de 2009.

Dorival Kitakawa Lima

Prof. Dr. Josemir Coelho Santos

FICHA CATALOGRÁFICA

Lima, Dorival Kitakawa

Transformadores para instrumentos ópticos: aspectos da viabilidade do seu uso pelas empresas do setor elétrico brasileiro / D.K. Lima. -- São Paulo, 2009. -- Edição Revisada. 123 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Reatores e transformadores 2. Dispositivos ópticos I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

A minha querida Josianne, esposa
carinhosa, companheira de todas as
horas, grande incentivadora dos meus
sonhos, e que é assim:
“Um sonho pra mim
E quando não te vejo
Eu penso em você
Desde o amanhecer
Até quando eu me deito
Eu gosto de você
E gosto de ficar com você
Meu riso é tão feliz contigo”
A minha melhor amiga é o meu amor!

Velha Infância (Tribalistas)

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me abençoar e estar comigo em todos os dias da minha vida.

A minha esposa Josianne e ao meu filho Rafael, pela compreensão e apoio incondicionais.

Aos meus pais, eternos exemplos de dedicação aos filhos, de honestidade e de pessoas batalhadoras.

Ao Prof. Dr. Josemir, pela amizade, compreensão, paciência e disposição em esclarecer todas as minhas dúvidas.

À Prof^a. M.Sc. Marilene, minha sogra, pela revisão dos originais e pelo carinho de sempre.

À CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), pela oportunidade de realizar este sonho.

A todos aqueles que, de uma forma ou de outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

Ainda que eu falasse as línguas dos
homens e dos anjos, se não tiver
caridade, sou como o bronze que soa, ou
como o címbalo que retine. Mesmo que
eu tivesse o dom da profecia, e
conhecesse todos os mistérios e toda a
ciência; mesmo que tivesse toda a fé, a
ponto de transportar montanhas, se não
tiver caridade, não sou nada. Ainda que
distribuísse todos os meus bens em
sustento dos pobres, e ainda que
entregasse o meu corpo para ser
queimado, se não tiver caridade, de nada
valeria!

I COR 13,1-3

RESUMO

Os transformadores para instrumentos (TIs) são equipamentos essenciais para a realização das funções de medição e de proteção nos sistemas elétricos de potência. O mau funcionamento dos TIs nos sistemas de proteção pode provocar tanto atuações indevidas como falhas de operação e, em ambos os casos, acarretará prejuízos à concessionária ou a terceiros, podendo, ainda, serem gerados danos materiais ou pessoais. Quando os transformadores de corrente (TCs) ou de potencial (TPs) estão instalados em sistemas de medição para faturamento e não funcionam com a precisão necessária, milhares ou milhões de reais podem ser perdidos por ano, seja por quem vende a energia, seja por quem a compra. O presente estudo, analisa a viabilidade (ou possibilidade) da utilização de TIs ópticos no sistema elétrico de potência brasileiro. Foram realizados comparativos técnicos e econômicos entre os TIs convencionais e os ópticos, sendo que no aspecto econômico são analisadas situações em que maus funcionamentos (ou falhas) dos TIs convencionais podem causar prejuízos às concessionárias. São apresentados levantamentos de dados indicativos das quantidades de TIs em uso e dos preços de aquisição desses equipamentos. Também é apresentado o resultado de uma enquête que avaliou o grau de familiaridade que os engenheiros do setor elétrico brasileiro tem com a tecnologia de TIs ópticos. O trabalho apurou que os TIs ópticos demonstram superioridades técnicas e econômicas frente aos TIs convencionais, mas que, para que eles sejam utilizados mais amplamente nas subestações, além de uma maior divulgação dos mesmos por parte de seus fabricantes, ainda são necessários esforços de adaptação e/ou aplicação de novas tecnologias que facilitem a conexão dos TIs ópticos aos sistemas de proteção e medição em uso. O trabalho indica também que esse problema, no futuro, deverá ser eliminado com a natural modernização das subestações e com a implantação de redes de comunicação aderentes à norma IEC 61850-9-2.

Palavras chaves: Transformadores para instrumentos ópticos. Análise técnica. Análise econômica.

ABSTRACT

The instrument transformers (ITs) are essential equipment to perform the measurement and protection functions in electrical power systems. The malfunctioning of ITs in protection systems can cause undue actuations as well as operation failures and, in both cases, the utilities or third parties will face financial losses and, also, personal or material damages can be generated. When current transformers (CTS) or potential transformers (PTs) are used for revenue metering applications and do not work with the necessary precision, thousands or millions of reais may be lost per year, either by those who sell energy, or by whom purchase it. This study examines the viability of optical ITs applications in Brazilian electric power systems. Technical and economical comparisons between conventional and optical ITs were carried out, and economic aspects of situations in which malfunctions (or failures) of conventional ITs can cause financial losses to utilities are discussed. Data about quantities and prices of conventional ITs in use in Brazil are shown. Also, results of a research evaluating the familiarity of engineers working in electric power utilities with the optical ITs technology are presented. The study found that optical ITs have shown technical and economical superiorities over conventional ITs, but, in order to be widely used in substations there are still needed adaptation efforts and/or application of new technologies that facilitate the connection of optical ITs to protection and measurement systems already in use. The present work also indicates that this problem, in the future, should be eliminated by natural modernization of substations and the installation of communication networks compliant to the IEC 61850-9-2 standard.

Keywords: optical instrument transformers, technical analysis, economical analysis

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação de TCs tipo “hair-pin” e “top-core”	18
Figura 2 – Vista em corte dos tipos construtivos de TCs.	19
Figura 3 – TCs de fabricação Arteche.	20
Figura 4 – Exemplo de curvas de saturação para TCs de proteção e medição ...	21
Figura 5 – TPI fabricado pela ABB.....	25
Figura 6 – TPC comercializado pela Trafo.	26
Figura 7 – Representação conceitual do efeito Faraday	28
Figura 8 – Vista em corte de um TC óptico	29
Figura 9 – Sistema de medição de corrente	30
Figura 10 – Vista da montagem de um MOCT	31
Figura 11 – Modulador eletro-óptico na configuração longitudinal.....	32
Figura 12 – Modulador eletro-óptico na configuração transversal	33
Figura 13 – Vista em corte de um TP óptico.....	34
Figura 14 – Vista em corte de um EOVT	35
Figura 15 – Esquema representativo de um EOVT	36
Figura 16 – TCs ópticos de 138 kV instalados na posição horizontal	41
Figura 17 – TCs ópticos de 362 kV instalados invertidos.....	42
Figura 18 – Resultados dos ensaios de precisão para um TC óptico	45
Figura 19 – Resultados dos ensaios de precisão para um TP óptico	46
Figura 20 – Exemplo de obra citada no estudo da EPE.....	51
Figura 21 – Exemplo de unifilar usado para estimar a quantidade de TIs	53
Figura 22 – Esquematização do barramento de processos	59
Figura 23 – Diagrama fasorial das tensões e correntes primárias e secundárias	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Massa em kg de TIs ópticos do fabricante A.....	37
Tabela 2 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante B	38
Tabela 3 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante C	38
Tabela 4 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante C	38
Tabela 5 – Massa em kg de TIs ópticos do fabricante C.....	38
Tabela 6 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante D (óleo).....	38
Tabela 7 – Volume do óleo (em litros) em TCs convencionais do fabricante C....	41
Tabela 8 – Relação entre os pesos óleo/total dos TCs do fabricante C	41
Tabela 9 – Quantitativo de TCs superados	49
Tabela 10 – Estimativa da quantidade de TCs necessários.	52
Tabela 11 – Estimativa da quantidade de TPs necessários.....	52
Tabela 12 – Estimativa da quantidade de novos TIs necessários.	52
Tabela 13 – Exemplo de contagem da quantidade de TIs	54
Tabela 14 – Estimativa do parque instalado de TIs no SIN.....	54
Tabela 15 – População considerada dos TIs.....	65
Tabela 16 – Quantidade de falhas de TIs.....	67
Tabela 17 – Quantidade de problemas em TPs	68
Tabela 18 – Quantidade de problemas em TCs	68
Tabela 19 – Custos modulares de TIs.	81
Tabela 20 – Quantidade de TIs comercializados nos processos de licitações	81
Tabela 21 – Valores pagos pelos TIs convencionais	82
Tabela 22 – Custos orientativos de TIs convencionais	82
Tabela 23 – Relação de ocorrências no SIN envolvendo TIs.....	109
Tabela 24 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008	113
Tabela 25 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008 (cont.)	114
Tabela 26 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008 (cont.)	115
Tabela 27 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008 (cont.)	116

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques (International Council on Large Electric Systems)
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
EOVT	Eletro-Optic Voltage Transducer ou Transdutor de Tensão Eletro-óptico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FT	Função Transmissão
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events ou Evento Genérico de Subestação Orientado ao Objeto
GSE	Generic Substation Event ou Evento Genérico de Subestação
GSSE	Generic Substation Status Event ou Condição do Evento Genérico de Subestação
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Devices ou Dispositivo Eletrônico Inteligente
LED	Light Emitting Diode ou Diodo Emissor de Luz
MOCT	Magneto Optic Current Transformer ou Transformador de Corrente Óptico-Magnético
ONS	Operador Nacional do Sistema
PET	Plano de Expansão da Transmissão
SCL	Substation Configuration Language ou Linguagem de Configuração de Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de corrente
TI	Transformador para instrumento

TP	Transformador de potencial
TPC	Transformador de potencial capacitivo
TPI	Transformador de potencial indutivo
UG	Unidade Geradora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
2 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS CONVENCIONAIS	17
2.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE CONVENCIONAIS	17
2.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CONVENCIONAIS	22
3 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS	27
3.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS	27
3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL ÓPTICOS	31
3.3 ANÁLISE COMPARATIVA TÉCNICA	37
3.3.1 Instalação simplificada	37
3.3.2 Facilidade de manutenção	42
3.3.3 Segurança	43
3.3.4 Elevada Precisão	44
3.3.5 Outras características	46
4 PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA OS TIs	48
4.1 PARQUE BRASILEIRO DE TIs	48
4.1.1 Equipamentos com capacidade superada	49
4.1.2 Estimativa dos TIs novos necessários, conforme estudo da EPE	50
4.1.3 Estimativa do parque instalado de TIs	52
4.2 PARQUE DE INSTRUMENTAÇÃO ANTIGO	55
4.3 A NORMA IEC 61850	56
4.4 LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	61
4.5 TECNOLOGIA DESCONHECIDA	63
5 ANÁLISE COMPARATIVA ECONÔMICA	65
5.1 FALHAS EM TIs	65
5.2 ESTIMATIVA DOS PREJUÍZOS DEVIDOS À FALHA DE UM TI	70
5.3 REDUÇÃO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO	72
5.4 INFLUÊNCIA DA CLASSE DE EXATIDÃO NA RECEITA DAS EMPRESAS ..	74
5.5 ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE AQUISIÇÃO DOS TIs	80
6 CONCLUSÃO	84
BIBLIOGRAFIA	88
ANEXO I	98
ANEXO II – Relação de ocorrências no SIN envolvendo TIs	99
ANEXO III – Valores de PLD	110
ANEXO IV – Catálogos de TIs ópticos	117
ANEXO V – Diagrama DU – CT.SE.01	121
ANEXO VI – Diagrama DU – CT.S.01	122
ANEXO VII – Diagrama DU – CT.NNE.01	123

1 INTRODUÇÃO

A tecnologia e o princípio de funcionamento dos transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP) convencionais¹ são amplamente conhecidos pelos profissionais do setor elétrico e pelo meio acadêmico.

Também se pode afirmar que esses equipamentos são de grande importância no sistema elétrico de potência, sem os quais não seria possível mensurar os valores de corrente e tensão utilizados ou proteger os equipamentos, linhas de transmissão e a vida humana.

Além dos Transformadores para Instrumentos² (TIs) convencionais, também podem ser utilizados TIs baseados em tecnologia óptica para se medir os valores de corrente e tensão nos sistemas de alta tensão.

A tecnologia utilizada nos TIs ópticos já está consolidada, sendo que existem diversos estudos publicados a esse respeito. Dentre os diversos estudos já realizados sobre essa tecnologia podem ser citados os feitos por Ulmer (1990), Maffetone e McClelland (1991), Santos (1993), IEEE (1994), Christensen (1995), Silveira e Guimarães (1997).

Maffetone e McClelland (1991) relatam, em seu trabalho, os resultados do desempenho de um sensor de corrente óptico usado em um sistema de 354 kV comparado com um TC convencional. Merece destaque o levantamento feito por Santos (1993, p. 33-36) das experiências de aplicação de sensores ópticos de tensão e corrente em sistemas elétricos de potência, sendo que algumas datam de 1984, por exemplo.

Ungrad, Winkler e Wiszniewski (1995) apresentaram, em seu livro, os princípios de funcionamento dos TCs ópticos (p. 52) e dos TPs ópticos (p. 55).

¹ Neste trabalho serão considerados como TPs e TCs convencionais aqueles que não utilizam tecnologia óptica.

² Na literatura pesquisada foram encontrados os termos “transformadores para instrumentos”, “transformadores de instrumentos”, “transformadores para instrumentação”. Neste trabalho será adotada a nomenclatura “**transformadores para instrumentos**” abreviada por **TIs**.

Carvalho et al. (2007) afirmam que TIs ópticos são comercializados desde o ano de 2000.

Atualmente esse tipo de equipamento é fabricado e comercializado, em vários países, por empresas como a ABB, Areva, Nxtphase, entre tantas outras.

Como será demonstrado ao longo deste trabalho, os TIs ópticos possuem várias vantagens técnicas em relação aos TIs convencionais, inclusive podendo colaborar para melhoria dos resultados financeiros das empresas do setor elétrico nacional.

Apesar dos TIs ópticos serem estudados há vários anos e serem comercializados há quase uma década em diversos países, não se tem conhecimento de sua aplicação no setor elétrico brasileiro.

Dessa forma, o propósito desta pesquisa é estudar a possibilidade de aplicação dos TIs ópticos nas concessionárias de energia elétrica em substituição aos convencionais, as vantagens dessa troca e se há algum fator que impeça a sua utilização.

Para que este trabalho possa alcançar os seus objetivos, considerou-se importante apresentar as características não apenas dos TIs ópticos como também dos convencionais. Assim, o capítulo 2 destina-se a realizar uma breve revisão dos princípios de funcionamento dos TIs convencionais e de seus aspectos construtivos.

No capítulo 3, além de serem apresentados os princípios de funcionamento dos TIs ópticos e os seus aspectos construtivos, também foi elaborado um comparativo técnico entre os TIs ópticos e os convencionais.

Dois pontos foram considerados necessários para atingir os objetivos deste trabalho: realizar uma análise a respeito da participação dos TIs no setor elétrico nacional, em termos financeiros e de quantidades de unidades existentes, e avaliar as perspectivas dos TIs ópticos nesse mercado. Para atender a essa necessidade, no capítulo 4 é apresentado o resultado de um levantamento, feito no âmbito deste trabalho, que levou a uma estimativa do parque instalado de TIs no país. Também são analisadas as relações da possível aplicação dos TIs

ópticos com uma série de fatores, tais como a implantação de redes de comunicação baseadas na norma IEC 61850 em ambientes de subestação, certos aspectos da legislação do setor elétrico e outros.

Importante fator de decisão na aquisição de um equipamento pelas concessionárias, além do aspecto técnico e do seu preço, são os benefícios financeiros que esse novo tipo de equipamento pode trazer. Assim sendo, no capítulo 5, são analisados os prejuízos causados pelo mau funcionamento (ou falha) dos TIs convencionais às concessionárias e que podem ser diminuídos ou mesmo evitados com o uso dos TIs ópticos.

Um outro estudo também importante a ser realizado diz respeito à ótica dos fornecedores, ou seja, sobre a viabilidade da fabricação e comercialização dos TIs ópticos no Brasil. Este trabalho, no entanto, não abordará este aspecto, devido à escolha feita por uma abordagem que enfoca o lado da utilização dos TIs ópticos pelas concessionárias. Apesar destes dois enfoques serem complementares e se apoiarem, em grande parte, nos mesmos tipos de informações levantadas neste trabalho, optou-se por estudar apenas um deles para não prejudicar a clareza da análise, uma vez que as duas abordagens são bem distintas, cada qual possuindo os seus próprios métodos e ferramentas de análise.

2 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS CONVENCIONAIS

2.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE CONVENCIONAIS

Basicamente os TCs são constituídos por um núcleo de ferro e pelos enrolamentos primário e secundário isolados eletricamente para um determinado nível de tensão de operação. O enrolamento primário normalmente é composto de poucas espiras ou, às vezes, de uma única espira e é ligado em série ao circuito de que se deseja medir o valor da corrente.

O núcleo normalmente é em formato toroidal e o enrolamento secundário (composto por várias espiras) é uniformemente distribuído nele com a finalidade de minimizar a impedância de dispersão.

A maioria dos TCs comercializados atualmente para sistemas de alta tensão são imersos em óleo e existem dois tipos principais:

- 1) Tipo tanque, com os núcleos situados em um tanque isolado da terra. O condutor primário é em formato de U (“hair-pin”) ou em formato circular (“eye-bolt”).
- 2) Tipo invertido (“top-core”) em que os núcleos são localizados na parte superior do equipamento. Normalmente o condutor primário é uma barra. O enrolamento primário também pode ser no formato circular.

A figura 1, extraída de Sjövall (2004, p. 79), apresenta o desenho esquemático dos dois sistemas descritos acima.

Figura 1 – Representação de TCs tipo "hair-pin" e "top-core"

Na figura 2 (Sjövall, 2004, p. 76), tem-se a vista em corte de TCs construídos conforme esses dois sistemas.

Figura 2 – Vista em corte dos tipos construtivos de TCs.

Para melhor ilustrar os aspectos construtivos dos TCs, a figura 3, adaptada de um catálogo da Artech (2005a, p. 2), apresenta os dois tipos de TC com a identificação dos seus componentes.

Figura 3 – TCs de fabricação Arteche.

Apesar de possuírem o mesmo princípio de funcionamento, os TCs empregados em proteção possuem algumas diferenças em relação aos utilizados para medição.

Os núcleos dos TCs de medição são feitos de materiais de alta permeabilidade magnética (pequena corrente de magnetização, conseqüentemente pequenas perdas e pequenos erros), entretanto entram em saturação rapidamente quando uma corrente no enrolamento primário atinge um valor próximo de quatro vezes a corrente nominal primária. Esta rápida saturação colabora na proteção dos equipamentos de medição quando há um curto-circuito no sistema, não permitindo que as entradas desses equipamentos de medição sejam danificadas.

Os núcleos dos TCs de proteção são feitos de materiais que não têm permeabilidades magnéticas tão altas quanto as dos TCs de medição. Em vista disso só irão saturar para correntes primárias muito superiores ao seu valor nominal (da ordem de vinte vezes), refletindo linearmente em seu secundário, correntes de até cerca de 20 vezes maiores que o valor nominal do sistema a ser medido.

A figura 4, adaptada de Almeida (2000, p. B-1) apresenta exemplos de curvas típicas de saturação para TCs aplicados em medição e proteção.

Figura 4 – Exemplo de curvas de saturação para TCs de proteção e medição

Uma outra diferença entre os dois tipos de TCs é com relação às classes de exatidão. Segundo a NBR 10023 (1987, p. 5) para os TCs de medição as classes podem ser 0,3 ou 0,6 e para os TCs de proteção podem ser 5 ou 10.

Ainda sobre a exatidão dos TCs, deve-se estar atento à redução dos valores das cargas conectadas ao secundário dos TCs de proteção com o advento dos relés com tecnologia digital. Mamede (1994, p. 185) explica que, caso a carga conectada seja muito menor do que a carga nominal do equipamento, o TC “pode sair de sua classe de exatidão, além de não limitar adequadamente a corrente de curto-circuito”.

Um estudo de caso em que a redução do valor de carga do secundário de TCs ligados a uma linha de transmissão levou-os à saturação é apresentado por Klock (2005) que concluiu:

Como a maioria dos relés de proteção que são aplicados atualmente utilizam tecnologia digital a carga de seus respectivos transformadores de corrente tende a ser puramente resistiva, evidenciando o fato, muito importante, de que a carga nominal do transformador de corrente agora é bem menor. Note-se que, para a maioria dos transformadores de corrente para serviço de proteção utilizados atualmente, a carga nominal será reduzida pela metade.

Esta afirmação decorre do fato de que as cargas nominais são definidas por norma em termos de sua potência aparente com fator de potência igual a 0,5.

Em outras palavras, é muito importante que os profissionais responsáveis pelos estudos de proteção e pela execução em campo das manutenções e melhorias nos sistemas de proteção estejam atentos a mais esse problema.

2.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CONVENCIONAIS

A NBR 6546 (1991, p. 4) define o transformador de potencial (TP) como sendo o “transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em derivação em um circuito elétrico, e reproduz, no seu circuito

secundário, uma tensão proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida”.

Nos sistemas elétricos de potência são usados dois tipos de TPs: os indutivos e os capacitivos.

O TP **indutivo**, segundo a NBR 6546 (1991, p. 4), é “constituído apenas de uma ou mais unidades eletromagnéticas, cuja relação de transformação é definida primordialmente pela relação de espiras de seus enrolamentos”. Para a mesma norma, o TP **capacitivo** é definido como sendo

constituído de uma coluna capacitiva e uma unidade eletromagnética, projetados e interligados de modo a reproduzir uma tensão secundária, na unidade eletromagnética, proporcional à tensão primária aplicada no divisor capacitivo, e com sua posição fasorial substancialmente mantida.

Os TPs indutivos (TPIs) são normalmente usados em níveis de tensão de até 138 kV e, para tensões superiores a esse valor, predomina o uso dos TPs capacitivos (TPCs).

O TPI é constituído de dois enrolamentos, primário e secundário, que são montados no mesmo núcleo.

Semelhante aos transformadores de força, o princípio de funcionamento dos TPs é a conversão eletromagnética de energia entre os enrolamentos primário e secundário. Assim, ao ser aplicada uma tensão no enrolamento primário, será obtido nos terminais secundários um valor de tensão reduzido conforme determinado pela relação de transformação do equipamento.

Não há grandes diferenças entre os TPs usados para medição e para proteção, sendo que, muitas vezes, um único equipamento atende às duas necessidades. Nesse caso, o TP possui dois enrolamentos secundários, sendo um destinado ao sistema de medição e outro para atender o sistema de proteção.

O enrolamento que atende ao sistema de proteção deve permitir um intervalo de variação da tensão secundária muito mais amplo do que o enrolamento destinado aos equipamentos de medição. Essa variação pode ser de 5 a 150% ou 190% da tensão primária medida por TPs conectados entre a fase e a terra.

O transformador de potencial capacitivo (TPC) é composto basicamente por dois capacitores que desempenham a função de um divisor de tensão.

A título de exemplificação da construção de um TPC, os que são comercializados pela TRAFO (2005, p. 1), possuem a parte ativa do capacitor de acoplamento composta de um grande número de elementos capacitivos conectados em série. Esses elementos capacitivos são feitos de folha de alumínio puro e papel de seda impregnado com óleo ou papel filme.

Ainda sobre os aspectos construtivos dos TPCs, D'ajuz et al. (1985, p. 118) explicam que

Normalmente, os TPCs apresentam o reator de compensação e o transformador indutivo com derivações acessíveis para pequenos ajustes. Através do reator de compensação são, então, feitos os ajustes para ângulo de fase e, pelo transformador indutivo, fazem-se os de amplitude.

As classes de exatidão definidas pela NBR 6855 (1992, p. 3) para os TPs são 0,3 (usada para medição de faturamento), 0,6 (para sistemas de proteção e de medição sem finalidade de faturamento) e 1,2 (apenas medição indicativa de tensão).

Na figura 5, adaptada do catálogo da ABB (2008, p. E-2), é apresentado um TPI fabricado por aquela empresa com os seus principais componentes. Para os equipamentos desse fabricante, deve-se observar que parcialmente é utilizado quartzo no lugar do óleo isolante no isolamento do equipamento.

Na figura 6 (Trafo, 2005, p. 2) podem ser vistos os detalhes construtivos de um TPC comercializado pela Trafo.

Item	Descrição
1	Terminal primário
2	Visor de vidro do nível do óleo
3	Óleo
4	Enchimento de quartzo
5	Isolador
6	Ponto para içamento
7	Caixa de terminais secundários
8	Terminal de fechamento do neutro
9	Sistema de expansão
10	Isolação de papel
11	Tanque
12	Enrolamento primário
13	Enrolamentos secundários
14	Núcleo
15	Conexão com terra

Figura 5 – TPI fabricado pela ABB.

Figura 6 – TPC comercializado pela Trafo.

3 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS

Foram estudados neste trabalho os TIs ópticos que utilizam moduladores eletroópticos (no caso dos TPs) e magnetoópticos (no caso dos TCs) passivos³.

Eles são considerados passivos porque nenhum tipo de componente ativo é empregado na construção de seu sensor primário, que é a parte do TI óptico que é conectado ao sistema de alta tensão, e para o seu funcionamento não é necessária uma alimentação primária.

Uma outra característica dos TIs ópticos estudados é que eles são baseados em moduladores de polarização. Nesse caso, o elemento sensor modifica o padrão ou o ângulo de polarização da luz que se propaga por ele. Posteriormente, essa modulação é convertida em intensidade óptica pelo uso de um analisador de estado de polarização, ou seja, por um polarizador disposto adequadamente no caminho óptico.

3.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS

Neste trabalho, os TCs ópticos estudados foram os baseados no efeito Faraday.

Para que se manifeste o efeito Faraday, primeiramente, é necessário que o sensor, constituído por um material magneto-óptico, esteja submetido a um campo magnético. Quando um feixe de luz linearmente polarizado se propaga através desse sensor numa direção paralela à do campo, ocorre uma rotação do plano de polarização da luz proporcional à intensidade do campo magnético aplicado.

³ Para mais detalhes sobre os conceitos empregados nos TIs ópticos, consultar Santos (1993).

A figura 7, adaptada de SAWA et al. (1990), apresenta, conceitualmente, o efeito Faraday. Tanto a luz incidente quanto a luz transmitida são linearmente polarizadas e θ_F é o ângulo de rotação do plano de polarização.

Figura 7 – Representação conceitual do efeito Faraday

O valor de θ_F pode ser calculado através da expressão:

$$\theta_F = B.V.L$$

sendo que B é o módulo da densidade de fluxo magnético, V é a constante de Verdet (uma característica do material magneto-óptico utilizado) e L é o comprimento de interação da luz com o campo magnético no meio magneto-óptico.

Em pesquisa realizada em catálogos, apresentações e artigos de fabricantes de TCs ópticos, foram encontradas duas formas construtivas para esse tipo de equipamento.

A primeira é apresentada na figura 8, adaptada de Nxtphase (2002). Nesse caso, o sensor óptico é constituído por uma fibra óptica especial que é enrolada algumas vezes ao redor do condutor que conduz a corrente a ser medida. Uma descrição sucinta do funcionamento desse sistema é apresentada ao lado da figura 8, sendo que os números dos itens correspondem aos números indicados na figura.

(1) Um equipamento opto-eletrônico converte o sinal de um Diodo Emissor de Luz) em dois sinais linearmente polarizados e ambos são transmitidos através de uma fibra óptica polarizada (7) até o sensor localizado na cabeça do TC;

(2) Na parte superior da coluna há um polarizador circular (representado por ●) que converte os dois sinais de luz linearmente polarizados em sinais com polarização circular sendo um no sentido horário e outro no sentido anti-horário;

(3) O sinal de luz envolve o condutor por onde circula a corrente que se deseja medir várias vezes, já que há algumas espiras do sensor óptico ao redor desse condutor. O campo magnético criado pelo fluxo de corrente no condutor retarda um e adianta o outro sinal (efeito Faraday);

(4) Quando os sinais circularmente polarizados completam as suas trajetórias ao redor do condutor, eles são refletidos por um espelho (representado na figura por ◀) e retornam de volta pela fibra, com as direções de suas polarizações invertidas. Ao longo deste caminho inverso, o efeito é dobrado;

(5) Os sinais quando estão voltando passam novamente pelo polarizador circular e são, outra vez, convertidos em dois feixes de luz linearmente polarizados. Quando não há corrente passando pelo condutor, os dois sinais de luz estão em fase. Se há corrente no condutor, o campo magnético deixa os sinais de luz defasados;

(6) Os sinais luminosos descem a coluna até o aparelho óptico-eletrônico. A diferença na velocidade de propagação dos sinais é traduzida em diferença de fase entre os sinais lineares. Considerando que ambos os sinais fizeram o mesmo percurso, alterações devido a vibrações e temperatura atingem os dois sinais igualmente, não prejudicando a precisão na medição da corrente.

Figura 8 – Vista em corte de um TC óptico

A outra forma construtiva de TCs ópticos é apresentada na figura 9 (adaptada de Hermosillo e Oliveira, 2003). Segundo esses autores, o sinal luminoso emitido pelo LED é transportado por fibras ópticas e polarizado antes de entrar num cristal⁴, que é instalado na parte superior do TC óptico. Esse feixe de luz circula por dentro do cristal e, quando sai, passa por um analisador. Após sair do analisador, o sinal luminoso é novamente transportado por fibra óptica até o módulo eletrônico onde é convertido em sinal elétrico e amplificado.

Figura 9 – Sistema de medição de corrente

O sensor apresentado por Vandeleene (2008) é semelhante ao da figura 9.

⁴ Este cristal apresenta o efeito magneto-óptico (constante de Verdet elevada) e é montado de forma a constituir um percurso fechado em torno do condutor cuja corrente deseja-se medir.

Na figura 10 (adaptada de Mendik, 2008), pode-se observar a montagem física de um sensor de Faraday em um MOCT (Magneto Optic Current Transformer – transformador de corrente óptico-magnético) de fabricação da ABB. Nesse caso, o sensor de Faraday está instalado dentro de um invólucro de fibra de vidro.

Figura 10 – Vista da montagem de um MOCT

3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL ÓPTICOS

O TP óptico está fundamentado no efeito Pockels, que, por sua vez, é baseado no fenômeno da birefringência.

Segundo COSTA (1995), um material anisotrópico é considerado birefringente quando um feixe de luz refratado por esse material é dividido em duas partes. Material anisotrópico é aquele cujas propriedades ópticas não são idênticas em todas as direções.

Se um feixe de luz linearmente polarizado, passa por um material birefringente com direção de polarização intermediária às dos eixos lento e

rápido⁵, suas componentes sofrem atrasos de fases distintos e ele emerge do material com uma polarização elíptica (SANTOS, 1993, p. 60).

SANTOS (1993, p. 61) explica que, quando um campo elétrico é aplicado a um material eletro-óptico pode ocorrer o aparecimento de birefringências eletricamente induzidas pelos efeitos eletro-ópticos linear (efeito Pockels) ou quadrático (efeito Kerr). Nessas circunstâncias, quando luz polarizada atravessa o material, há alteração do aspecto da elipse de polarização e, em consequência, o atraso relativo entre as fases das componentes da onda óptica varia modulada pelo campo elétrico aplicado.

O campo elétrico pode ser aplicado nas direções longitudinal ou transversal à da propagação da luz⁶. As figuras 11 e 12 (adaptadas de Santos 1993, p. 63) são exemplos de aplicações do campo elétrico nas duas direções.

Figura 11 – Modulador eletro-óptico na configuração longitudinal

⁵ Os eixos de mínimo e máximo índice de refração do material são chamados de eixo rápido e lento, respectivamente.

⁶ Consultar SANTOS (1993, p. 62) para as diferenças entre os dois tipos de aplicação do campo elétrico.

Figura 12 – Modulador eletro-óptico na configuração transversal

A figura 13 (adaptada de Nxtphase, 2002) apresenta a vista em corte de um TP óptico. Ao lado dessa figura é descrito sucintamente o funcionamento desse sistema, sendo que os números dos itens correspondem aos números indicados na figura.

(1) A tensão no condutor cria um campo elétrico entre a linha e o terra do sistema;

(2) Um equipamento ópto-eletrônico envia o sinal de luz de um diodo emissor de luz através da fibra óptica;

(3) Esse sinal luminoso sobe pela coluna da unidade;

(4) A luz passa por três cristais eletro-ópticos (células de Pockels) instaladas em três pontos dentro do isolador de alta tensão. Na figura esses cristais estão

identificados por ;

(5) Como a luz passa através do cristal, o campo elétrico altera a sua polarização circular para uma polarização elíptica. Através da mensuração da elipsidade (relativa à saída de cada eixo) obtém-se uma medida precisa do campo elétrico naquele ponto.

(6) Os dados dos três cristais são combinados e ponderados para obter um valor de tensão de alta precisão.

Figura 13 – Vista em corte de um TP óptico

Uma outra possibilidade para se medir o valor da tensão com TPs ópticos em sistemas de alta tensão é apresentado por Mendik (2008). Nesse caso, em um mesmo TI são medidos os valores da corrente e da tensão. A corrente é medida através de um MOCT e a tensão através de um EOVT (Electro-Optic Voltage Transducer – transdutor de tensão eletro-óptico). A figura 14 (adaptada de Mendik, 2008) apresenta um EOVT montado no interior de um isolador.

Figura 14 – Vista em corte de um EOVT

A figura 15 (adaptada de Mendik, 2008), representa de forma esquemática um EOVT.

Figura 15 – Esquema representativo de um EOVT

Cabe salientar que, nesse caso, é utilizado apenas um cristal eletro-
óptico.

3.3 ANÁLISE COMPARATIVA TÉCNICA

Nesta seção será feita uma análise comparativa dos TIs ópticos com os TIs convencionais com a finalidade de apresentar algumas características dos equipamentos ópticos.

3.3.1 Instalação simplificada

A construção de novas subestações ou ampliações das existentes implica em prever área disponível para instalação dos equipamentos. Em muitos locais, a aquisição do terreno pode ter um custo significativo no projeto.

Um outro problema enfrentado pelas empresas do setor elétrico é a substituição dos disjuntores antigos. Muitos desses equipamentos possuem, incorporados em sua estrutura, TCs de bucha, sendo que não há espaço físico disponível no local para instalar conjuntos de novos TCs.

Os TIs ópticos são mais leves que os TIs convencionais podendo ser instalados na posição horizontal ou até mesmo invertidos (de cabeça para baixo) e fixados nas estruturas das subestações. Não é obrigatória a construção de bases de concreto e confecção de suportes para instalar os TIs ópticos.

Com a finalidade de se verificar o quanto mais leves os TIs ópticos são do que os convencionais, foi feita pesquisa em catálogos de quatro fabricantes de TIs convencionais e ópticos a respeito da massa desses equipamentos. As tabelas de 1 a 6 apresentam os valores obtidos.

Equipamento	Tensão (kV)							
	72,5	121	145	245	362	420	550	800
TC	49	56	56	65	72	95	95	95
TP		132	132	178	279	279	682	
TC & TP		205	205	210	310	310	695	

Tabela 1 – Massa em kg de TIs ópticos do fabricante A

Equipamento	Tensão (kV)							
	72,5	123	145	245	362	420	525	765
TC	280	300	310	560	870	920	1.200	2.050
TPI	285	355	335	800		1.315	1.700	
TPC	245	300	310	450	520	670	1.065	1.270

Tabela 2 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante B
(isolados a óleo)

Equipamento	Tensão (kV)									
	72,5	123	145	245	362	420	525	550	765	800
TC	375	375	385	445	850	850		1.200	3.540	
TPI										
TPC	370	400	580	660	890	890	970	1.060		1.450
TC & TP	618	670	744	1.527						

Tabela 3 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante C
(isolados a óleo)

Equipamento	Tensão (kV)					
	123	145	245	362	420	550
TC	420	435	1.400	1.500	1.600	1.620

Tabela 4 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante C
(isolados a SF₆)

Equipamento	Tensão (kV)						
	69	138	230	345	400	500	765
TC	100	120	130	150	160	165	180

Tabela 5 – Massa em kg de TIs ópticos do fabricante C

Equipamento	Tensão (kV)							
	72,5	123	145	245	362	420	550	800
TC	420	490	490	1.100	1.500	2.600	3.500	4.200
TP	300	570	570					
TPC	425	455	475	555	670	715	815	1.065

Tabela 6 – Massa em kg de TIs convencionais do fabricante D (óleo)

Para fazer um comparativo entre as massas dos TIs ópticos com as dos convencionais, foram adotados, como referências para os ópticos, os equipamentos do fabricante A, que apresenta TIs nas principais classes de tensão.

As massas dos TIs convencionais foram calculadas através da média das massas dos equipamentos dos fabricantes B, C e D.

A partir dos dados das tabelas 1 a 6, foram criados o gráfico 1, que apresenta o comparativo entre as massas dos TCs ópticos e convencionais, e o gráfico 2, que compara as massas entre os TPs ópticos e os convencionais.

Gráfico 1 – Comparativo de massa entre TC ópticos e convencionas

Gráfico 2 – Comparativo de massa entre TP ópticos e convencionas

Pelos gráficos acima, observa-se que as diferenças de massas entre os TCs ópticos e os convencionas são muito grandes. Por exemplo, para os

equipamentos da classe de 420 kV, a diferença é de 1.433,33%. Nos casos dos TPs, na mesma classe de tensão, a diferença é de 171,80%.

Apesar da diferença de massa entre TPs ópticos e convencionais ser considerável, nota-se que essa diferença não é tão grande como no caso da comparação entre TCs ópticos e convencionais. Uma possível causa da diferença de massa entre os TPs das duas tecnologias ser menor é o seu aspecto construtivo.

Enquanto os TCs ópticos do fabricante A utilizam isoladores poliméricos, de pequeno diâmetro, os TPs ópticos do mesmo fabricante possuem a coluna do isolador de diâmetro semelhante aos dos TIs convencionais. Isso é necessário para possibilitar a montagem da célula Pockels no interior do isolador.

O gráfico 3, adaptado de Meirelles (2004), também apresenta um comparativo de massa entre os TCs convencionais e ópticos (MOCT).

Gráfico 3 – Comparativo da massa entre TCs ópticos e convencionas

Também nesse caso, é evidente a grande diferença de massa entre as duas tecnologias de TCs.

Para elucidar a contribuição do óleo isolante na massa dos TCs convencionais foram levantados os dados das tabelas 7 e 8. A primeira apresenta o volume de óleo (em litros) dos TCs do fabricante C, enquanto que a outra, para um outro modelo de TC do mesmo fabricante, informa a massa do óleo para cada nível de tensão e a participação do óleo na massa total dos equipamentos.

Tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	765
Volume de óleo (litros)	53	53	54	88	190	190	300	980

Tabela 7 – Volume do óleo (em litros) em TCs convencionais do fabricante C

Tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	765
Massa total do TC (kg)	245	490	495	775	1.270	1.950	2.450	3.700
Massa do óleo (kg)	43	105	104	190	295	520	550	900
Relação entre a massa do óleo e a massa total (%)	18	21	21	25	23	27	22	24

Tabela 8 – Relação entre os pesos óleo/total dos TCs do fabricante C

A figura 16 (Meirelles, 2004) é um exemplo de instalação de TCs ópticos de 138 kV instalados na Trans Alta Utilities (Canadá) na posição horizontal. Já na figura 17 (Meirelles, 2004), os TCs instalados na posição invertida são de 362 kV e foram instalados em subestação da Commonwealth Edison (Chicago, USA).

Figura 16 – TCs ópticos de 138 kV instalados na posição horizontal

Figura 17 – TCs ópticos de 362 kV instalados invertidos

3.3.2 Facilidade de manutenção

Ao longo dos últimos anos, as empresas têm reduzido o quadro de pessoal em todos os seus departamentos. As equipes de manutenção não escaparam desse processo e, em alguns casos, o seu quadro foi reduzido ao mínimo possível. Constantemente se escuta essas equipes dizerem que “não têm perna” para executarem todas as suas atividades.

Os TIs ópticos demandam menos necessidade de manutenção dos que os convencionais, pois ela praticamente limita-se a inspeções visuais e com termovisores para detectar pontos quentes.

Os TIs convencionais, além das inspeções já descritas, também necessitam de que, periodicamente, seja feita a coleta de óleo para análise e, posteriormente, é necessária a sua reposição. Isso significa utilizar os limitados recursos humanos e materiais que poderiam estar sendo empregados em outras atividades.

Um outro fato importante é que, devido aos TIs ópticos serem mais leves do que os convencionais, eles também colaboram para agilizar os processos

de manutenção, pois equipamentos mais leves normalmente são mais fáceis de serem manuseados e transportados.

3.3.3 Segurança

Os TIs ópticos apresentam um melhor nível de segurança do que os convencionais tanto para as pessoas como para as instalações.

É de conhecimento dos profissionais que lidam diretamente com os TCs convencionais que não é permitida a abertura do seu secundário, pois isso pode causar graves acidentes devido ao grande potencial que se forma entre esses terminais. Esse risco não existe nos TCs ópticos, já que, no seu secundário, é fornecido um sinal de baixa tensão.

Atualmente muitas subestações não possuem operadores trabalhando diariamente nesses locais, sendo que, em algumas empresas, é realizada uma inspeção semanal das subestações pela equipe de manutenção. No intervalo de tempo entre as inspeções, caso haja um vazamento do óleo do TI, haverá contaminação do solo e também poderá haver uma falha catastrófica.

No caso de contaminação do solo, a empresa estará sujeita a ser penalizada ambientalmente além de ter sua imagem manchada perante a opinião pública.

Como os TIs ópticos não utilizam óleo para o seu isolamento, esse risco simplesmente não existe.

Uma outra situação de grande risco para as pessoas e instalações é quando ocorre uma falha catastrófica em um TI convencional. Quando ela ocorre, pode acontecer da coluna do isolador, normalmente feita de cerâmica, despedaçar-se e os pedaços serem lançados a vários metros de distância atingindo pessoas e danificando os demais equipamentos da subestação.

Os TIs convencionais também podem apresentar falha na sua isolação, que poderá ou não acarretar uma falha catastrófica. Se houver uma falha na sua 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 tornarem bem maiores as dimensões dos prejuízos. Já se houver falha na isolação dos TIs ópticos não haverá transmissão de potenciais perigosos para o circuito secundário do mesmo.

3.3.4 Elevada Precisão

Conforme será apresentado no item 5.4, é muito importante que as concessionárias utilizem TIs com boa classe de precisão. Também neste aspecto, os TIs ópticos são superiores aos TIs convencionais. Pesquisa realizada por Carvalho et al. (2007) com transdutor de corrente óptico do tipo laço sensor flexível, apresentou uma exatidão compatível com os melhores TCs utilizados em campo de classe 0,3 ou melhor. A figura 18, extraída de Rahmatian e Blake (2006), apresenta os resultados dos ensaios de precisão de um TC óptico para correntes primárias entre 2 e 3600 A.

Figura 18 – Resultados dos ensaios de precisão para um TC óptico

As linhas vermelhas na figura 18 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.

Chavez, Rahmatian e Jaeger (2001) realizaram ensaios para verificar a classe de precisão de um TP óptico de 230 kV. A Figura 19, extraída desse trabalho, apresenta os resultados desses ensaios de precisão, com o valor da tensão variando de 3 kV a 350 kV. Observa-se que também os TPs ópticos tem precisão dentro da classe 0,2%.

Ensaio de perturbação de campo elétrico, também foram realizados por Chavez, Rahmatian e Jaeger (2001), colocando-se objetos metálicos próximos ao TP óptico. Como resultado destes ensaios, não houve alteração da precisão do TP óptico. O TP óptico ensaiado na ocasião possuía saída analógica e um equipamento eletrônico instalado no laboratório fornecia a saída digital.

Figura 19 – Resultados dos ensaios de precisão para um TP óptico

Observando-se as figuras 18 e 19, nota-se que tanto os TCs ópticos como os TPs ópticos, podem atender a uma classe de precisão melhor que os convencionais. Quanto melhor for a precisão dos TIs, menores serão os erros nas medições, o que poderá afetar positivamente o resultado financeiro das concessionárias (conforme será discutido adiante).

3.3.5 Outras características

Além das características citadas nos itens anteriores, os TIs ópticos possuem outras características que devem ser destacadas, tais como:

- a) saturação inexistente: os TCs ópticos não apresentam o problema de saturação tão comum nos TCs convencionais, já que não possuem núcleo ferromagnético. Note-se que também os TIs ópticos possuem faixas de

operação com limites além dos quais sua linearidade fica comprometida. Esta não linearidade, no entanto, não está relacionada com saturação.

- b) 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.

4 PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA OS TIs

4.1 PARQUE BRASILEIRO DE TIs

Sabe-se que os transformadores para instrumentos são amplamente utilizados nas áreas de proteção e medição elétrica, dado que sem eles não seria possível mensurar os valores de tensão e corrente nos circuitos elétricos existentes. Mas, quantos TCs e TPs existem no setor elétrico brasileiro? Em qual classe de tensão existem mais unidades? Será que o parque instalado é grande o suficiente para justificar mais estudos sobre os TIs?

O profissional de uma concessionária pode até saber quantos TCs e TPs existem em sua empresa, mas, e no Brasil? Caso se decida por utilizar TIs ópticos, quantas unidades pode-se esperar que sejam demandadas?

Buscando responder a essas perguntas, foi feita uma pesquisa para estimar a quantidade de TIs instalados no Brasil e a necessidade prevista de novos equipamentos deste tipo. Para levantar estes dados foram utilizadas três fontes:

- Estudo do ONS (Operador Nacional do Sistema) sobre equipamentos superados;
- Estudo da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) sobre as obras necessárias no sistema elétrico brasileiro;
- Mapas do Sistema Interligado Nacional, disponíveis no site do ONS;

A seguir será detalhado como estas fontes foram utilizadas e serão apresentados os resultados obtidos nesse estudo.

4.1.1 Equipamentos com capacidade superada

O ONS (2007) realizou estudo sobre a superação das capacidades nominais de equipamentos primários pertencentes à Rede Básica⁷. Foram analisados disjuntores, chaves seccionadoras, bobinas de bloqueio e transformadores de corrente.

Nesse estudo, foram consideradas as superações por curto-circuito, corrente nominal e o efeito da corrente de crista de curto-circuito sobre esses equipamentos. No caso específico dos transformadores de corrente, também foi considerada a constante de tempo X/R.

A tabela abaixo, extraída do relatório do ONS (2007, p. 7), apresenta as quantidades de transformadores de corrente superados por classe de tensão e empresa:

AGENTE	230 kV	345 kV	440 kV	500 kV
CEEE	60			
CEMIG		3		
COPEL	12			
CTEEP	12	48	6	
ELETRONORTE	9			
ELETROSUL	6			
FURNAS		129		
TOTAL	99	180	6	

Tabela 9 – Quantitativo de TCs superados

⁷ O artigo 3º da Resolução ANEEL 067/2004 define os componentes que integram a rede básica do Sistema Interligado Nacional.

4.1.2 Estimativa dos TIs novos necessários, conforme estudo da EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou estudo sobre o Programa de Expansão da Transmissão (PET) para o período de 2007 a 2011.

Esse estudo 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.

Para realizar o levantamento da quantidade estimada dos TIs necessários no período abrangido pelo estudo foi necessário analisar cada uma das obras propostas ou autorizadas.

Para melhor compreensão da metodologia adotada, considere-se a figura 20 que é a reprodução de uma página do estudo da EPE, onde são encontrados os termos CT, EL e IB.

De acordo com o documento publicado pela Eletrobrás (2007, p. 16), essas siglas significam:

- CT: vão de conexão de transformador;
- EL: vão de entrada de linha;
- IB: vão de interligação de barra.

Ainda, segundo o mesmo documento da Eletrobrás (2007, p. 31), conforme a classe de tensão, pode variar a quantidade de TIs necessários. Por exemplo, para um vão de conexão de transformador de 230 kV, onde é utilizado um arranjo de barra dupla a 4 chaves, são utilizados 3 TCs e 1 TPC. Já na situação de conexão de um transformador em 345 kV, é utilizado o arranjo de disjuntor e meio e, para isso, são necessários 3 TCs e nenhum TP.

<small>empresa de pesquisa energética</small>	PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO - Ciclo: 2007 - 2011
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA	
Sistema Interligado da Região Sudeste/Centro-Oeste	
EMPREENDIMENTO: SE GETULINA 440 KV	ESTADO: SP DATA DE NECESSIDADE: 2009 PRazo DE EXECUÇÃO: 36 MESES
Construção de uma nova subestação abaixadora 440/138 kV na localidade de Getulina, para atendimento ao mercado regional (Lins e Marília) e alívio das fontes existentes e de LTs 138 kV, eliminando-se sobrecargas e problemas de subtensões. Adicionalmente aumentará a confiabilidade e diminuirá o nível de perdas ôhmicas.	
OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000 – JUN/04)	
Módulo geral 440 kV (porte médio), DJM LT 440 kV, CD, 4x636 kcmil, 0,5x1km, (seccionamento) 4 TR 440/□3/138/□3 kV 100 MVA 1 CT 440 kV 1 CT 138 kV 4 EL 440 kV (LT Ilha Solteira – Araraquara 440 kV CD) 3 IB 440 kV 1 IB 138 kV	25.992,00 948,00 25.709,79 6.715,00 1.477,00 29.700,00 9.204,00 970,00
INVESTIMENTOS PREVISTOS: R\$ 100.715,79	
SITUAÇÃO ATUAL:	
OBSERVAÇÕES:	
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:	
[1] RT/EPE/GET-SP/007/2005: Estudo dos Sistemas em 138 kV das regiões de Marília e Tupã – Período 2006-2015 [2] Manual de custos da Eletrobrás – junho 2004	

Figura 20 – Exemplo de obra citada no estudo da EPE

Após a análise das diversas obras, foi montada a tabela 10, que apresenta a estimativa da quantidade de TCs necessários, e a tabela 11, onde há a quantidade estimada de TPs, segundo o estudo da EPE.

Classe de Tensão (kV)	138	230	345	440	500	525	765
Quantidade	240	750	213	150	507	3	3

Tabela 10 – Estimativa da quantidade de TCs necessários.

Classe de Tensão (kV)	138	230	345	440	500	525	765
Quantidade	76	454	75	54	171	0	0

Tabela 11 – Estimativa da quantidade de TPs necessários.

A tabela 12 consolida as quantidades de TIs que serão necessárias segundo o ONS e a EPE.

Equipamento	Classe de Tensão (kV)						
	138	230	345	440	500	525	765
TC	240	849	393	156	507	3	3
TP	76	454	75	54	171	0	0

Tabela 12 – Estimativa da quantidade de novos TIs necessários.

4.1.3 Estimativa do parque instalado de TIs

Conforme inicialmente citado, surgiram questões sobre o parque instalado no Brasil de TIs e decidiu-se estimar a quantidade desses equipamentos no país. Para isso, foram estudados os diagramas do sistema elétrico nacional disponíveis no site do ONS.

Considerando que o setor elétrico é muito dinâmico e constantemente há inserção de novas linhas de transmissão e equipamentos, devem-se destacar as revisões dos diagramas que foram utilizados, a saber:

- Diagrama DU – CT.SE.01: revisão 16, atualizado em 19/05/2008;
- Diagrama DU – CT.S.01: revisão 16, atualizado em 19/05/2008;
- Diagrama DU – CT.NNE.01: revisão 58, atualizado em 19/05/2008.

Para melhor entendimento do método empregado para estimar a quantidade de TIs instalados no sistema elétrico nacional, será utilizada a figura 21, que foi retirada do diagrama DU – CT.SE.01 (sistema sudeste - centro oeste).

Figura 21 – Exemplo de unifilar usado para estimar a quantidade de TIs

Na figura acima, observando a SE Jurumirim, nota-se que há uma linha de transmissão para a SE Avaré Nova e outra para a SE Piraju. Também há transformadores e um ponto de 138 kV. A cor verde representa a tensão de 230 kV.

Para cada linha de transmissão que sai da subestação, admitiu-se que estão instalados três TCs de medição, três TCs de proteção e três TPs. Como normalmente os transformadores de potência tem instalados TCs de bucha em um dos lados, para cada transformador foram considerados TCs em apenas um dos lados dele e que não existem TPs instalados.

O ponto de 138 kV foi considerado como sendo uma barra que possui três TCs de medição, três TCs de proteção e três TPs.

Dessa forma, a tabela 13 apresenta a quantidade de TIs para esse ponto.

SE Origem	SE Destino	Tensão (kV)	TC	TP
Jurumirim	Piraju	230	6	3
Jurumirim	Avaré Nova	230	6	3
Jurumirim	trafo	230	6	0
Jurumirim	barra	138	6	3

Tabela 13 – Exemplo de contagem da quantidade de TIs

Assim sendo, no ponto estudado, foram considerados 18 TCs de 230 kV, 6 TPs de 230 kV, 6 TCs de 138 kV e 3 TPs de 138 kV.

Para cada ponto dos diagramas do ONS foi feita a análise acima descrita.

Baseado nos diagramas acima listados (ver anexos V, VI e VII), obteve-se a tabela 14 que apresenta a estimativa do parque instalado dos transformadores de corrente e de potencial por classe de tensão, por região e no Sistema Interligado Nacional (SIN).

		138 kV	230 kV	345 kV	440 kV	500 kV	765 kV
SE	TC	744	1.692	1.530	666	774	126
	TP	366	702	624	246	327	54
Sul	TC	822	3.138		12	690	
	TP	384	1.239		6	261	
N-NE	TC	90	2.946			1.032	
	TP	42	1.155			420	
Brasil	TC	1.656	7.776	1.530	678	2.496	126
	TP	792	3.096	624	252	1.008	54

Tabela 14 – Estimativa do parque instalado de TIs no SIN

A totalização dos dados da tabela 14 resulta em um parque estimado de 20.088 unidades de TIs instalados no Brasil.

Deve-se destacar que esses valores estimados são, certamente, inferiores à quantidade real de equipamentos instalados no país, já que não foi possível ter acesso aos detalhes das subestações e, também, muitos circuitos de 138 kV não estão representados nos diagramas.

Considerando as necessidades futuras de equipamentos e a estimativa do parque instalado de TIs no Brasil (ainda que subdimensionada), a quantidade de TIs no país é significativa.

4.2 PARQUE DE INSTRUMENTAÇÃO ANTIGO

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

O sinal disponibilizado pelos TIs ópticos em geral não é adequado para ser usado diretamente pelos instrumentos de medição e proteção até então fabricados. Toda a instrumentação tem sido fabricada para receber sinais analógicos de até 5 Amperes para corrente e de até 115 Volts para tensão.

Já os TIs ópticos, que são classificados como TIs eletrônicos, disponibilizam baixos valores de tensão em sua saída. A título de ilustração, o catálogo pesquisado de um TC óptico, traz a informação que o sinal de saída é de $4 V_{rms}$ para medição e de $200 mV_{rms}$ para proteção.

Do exposto acima, nota-se 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 oferecerem esse tipo de conversor, ele é um elemento que encarece a aplicação dos TIs ópticos e contribui negativamente na confiabilidade do conjunto.

Simultaneamente a essa realidade, em anos recentes tem sido implementada a norma IEC 61850 nas empresas do setor elétrico. O conceito de barramento de processos, previsto naquela norma, poderá viabilizar, de um modo simples, a comunicação dos TIs ópticos com os sistemas de medição e proteção das subestações. Esse tópico será abordado na próxima seção.

4.3 A NORMA IEC 61850

A comunicação digital entre os equipamentos de uma subestação tem sido realizada normalmente utilizando protocolos proprietários. Cada fabricante tem desenvolvido o seu próprio protocolo, dificultando, ou até inviabilizando, a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes.

Dessa forma, quando há necessidade dos sistemas de proteção e controle de uma subestação trocarem informações de forma serial, é necessário o desenvolvimento de interface de alto custo, devido aos diferentes tipos de protocolos envolvidos.

Uma solução adotada para superar os problemas de incompatibilidade de protocolos foi a utilização de conversores de protocolo ou “gateways”. O inconveniente dessa solução, além de aumentar o custo do sistema, é a introdução de atrasos e possíveis erros de comunicação.

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 único, que permitisse a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes.

Em resposta a essa necessidade, foi criada a norma IEC 61850, que se trata de uma norma internacional que permite a interoperabilidade dos sistemas de proteção e controle em uma subestação.

Com o advento dessa norma, muitos profissionais passaram a acreditar que seria possível facilmente realizar a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes e até mesmo substituir, sem grandes dificuldades, o relé de proteção de um fabricante por um relé de um outro fornecedor. Mais adiante será esclarecido que esta tarefa não é tão simples quanto aparenta ser.

Kimura, Franson e Carnietto (2008) relatam diversas vantagens de suas experiências na aplicação da norma IEC 61850, tais como:

- Interoperabilidade entre os IEDs⁸ de fabricantes distintos;
- Troca de mensagens rápidas (4ms) entre os IEDs;
- Aumento da confiabilidade do sistema com a diminuição significativa do uso de fiação elétrica para a troca de informações entre IEDs, com a supervisão em tempo real do link de comunicação;
- Projetos elétricos simplificados em cerca de 40%;
- Melhoria no processo de manutenção do sistema, com redução de 30% dos custos envolvidos;
- Maior quantidade de pontos supervisionados e com controle;
- Maior assertividade no direcionamento da equipe de manutenção;
- Facilidade na implantação do projeto com ganhos de cerca de 30%.

Apesar de todas essas boas expectativas a respeito da nova norma, Dolezilek (2005) realizou estudo apresentando alguns pontos de atenção a respeito dela. O primeiro ponto relevante diz respeito às tarefas de configuração dos IEDs. Segundo o autor (tradução nossa),

Os arquivos SCL⁹ não realizam a tarefa maior de configurar o IED, para que ele desempenhe suas tarefas primárias. Existe um conceito equivocado de que os arquivos SCL automaticamente executam todas as configurações dos dispositivos IEDs de diferentes fornecedores, além de também fazerem as configurações de comunicação GSE¹⁰. Entretanto, ainda é necessário utilizar o software proprietário do fornecedor do IED para configurá-lo através de métodos específicos.

Uma outra grande parte do projeto da rede envolve intertravamento, proteção distribuída e automação especializada. Essas tarefas também não são previstas pela norma. As lógicas internas dos IEDs devem ser criadas e instaladas em cada IED usando um software específico de cada fornecedor. Não há recursos ou padronização que ajudem no projeto ou criação da lógica distribuída ou das alocações GSE a ela associada.

Outro conceito da norma IEC 61850 muito comentado é o de interoperabilidade. Os profissionais, às vezes, confundem interoperabilidade com intercambiabilidade.

Deve-se destacar que a interoperabilidade permite apenas a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes. Rodrigues e Hoga (2008, p. 64) chamam a atenção para o fato de que “interoperabilidade não significa troca. Não é possível trocar o relé de um fornecedor pelo de outro de uma forma simples, *plug-and-play*, sem esforços de engenharia”.

⁸ IED: Intelligent Electronic Devices ou Dispositivo Eletrônico Inteligente

⁹ Segundo Dolezilek (2005), os arquivos SCL (Substation Configuration Language ou Linguagem de Configuração de Subestação) foram criados na IEC 61850 como um meio de padronizar o método de descrição para possibilitar a comunicação entre IEDs.

¹⁰ As mensagens GSSE (Generic Substation Status Event ou Condição do Evento Genérico de Subestação) e GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events ou Evento Genérico de Subestação Orientado ao Objeto) pertencem à classe de mensagens GSE (Generic Substation Event ou Evento Genérico de Subestação) sendo que as primeiras transportam informações de status, mas só suportam uma estrutura fixa de dados enquanto que as mensagens GOOSE transportam estruturas de dados configuráveis (Gurjão, Carmo e Souza, 2006).

Uma outra questão tratada por Dolezilek (2005) é a interoperabilidade entre cliente e servidor na IEC 61850. Sobre esse assunto, ele explica que (tradução nossa):

Um importante detalhe que deve ser considerado é que a norma IEC 61850 trata da aquisição de dados e dos métodos de descrição dos dados, mas não impõe que os dados existam no IED ACSI¹¹.

A maioria do conteúdo dos LN (Logical Node - Nós Lógicos) descrito na documentação da IEC 61850 é opcional, podendo não existir, ou podendo não ser mapeado. A IEC 61850 também não padroniza quais LNs devem existir no IED. Além disso, mesmo se diferentes IEDs atendessem alguns ou todos os nós lógicos, a norma não padroniza quais dados serão disponibilizados. Em outras palavras, cada IED pode ter uma coleção diferente de LNs e um mesmo LN em diferentes IEDs pode ter diferentes quantidades de dados. O atendimento aos requisitos da norma é conferido pela simples verificação se o IED atende os LNs e os dados escritos em SCL (Substation Configuration Language – Linguagem de Configuração de Subestação)¹².

Isso obviamente representa vários problemas para o projetista da rede:

- a) Pode tornar-se necessário adquirir os SCLs, ou a descrição dos mesmos, bem antes de selecionar os IEDs;
- b) Apesar de cada IED poder criar e fornecer uma grande quantidade de informações, o projetista da rede somente tem acesso a um pequeno subconjunto que está mapeado dentro dos LNs;
- c) A implementação da IEC 61850 e, portanto, os dados disponíveis, muito provavelmente será diferente entre IEDs.

Um outro desafio é o arquivo de transferência. A IEC 61850 admite o uso de arquivos de transferência FTP e MMS. Esses dois métodos padronizam o mecanismo usado para transferir arquivos de dados entre clientes e servidores tais como ajustes, eventos gravados e listas, entretanto, a IEC 61850 não padroniza os conteúdos. Dessa maneira, não é necessário nem esperado que esses arquivos sejam consistentes ou interoperáveis entre diferentes fabricantes ou entre diferentes produtos de um mesmo fabricante.

A automação das subestações baseada na IEC 61850, segundo Paulino e Apostolov (2005), pode ser parcial ou total. Ela é parcial quando é implementado apenas o barramento de estação (IEC 61850-8-1) e total quando é implementado, juntamente com o barramento de estação, o barramento de processos (IEC 61850-9-2). Esse princípio se aplica tanto nos projetos de “retrofit” (reforma) das subestações existentes como nos das novas subestações.

Na implementação parcial, Paulino e Apostolov (2005) esclarecem que:

¹¹ Os ACSI (Abstract Communications Service Interface), segundo Dolezilek (2005), foram criados para padronizar o acesso a instrumentos e calcular os dados armazenados nos agrupamentos lógicos de LN.

¹² Gurjão, Carmo e Souza (2006) esclarecerem que a SCL é baseada em eXtender Markup Language (XML) e seu principal objetivo é padronizar os atributos de configuração permitindo, assim, configurar os IEDs com maior segurança e confiabilidade.

A interface com o processo é idêntica às subestações convencionais, isto é, utilizando conexões com cabeamento dedicado entre:

- Lado secundário de transformadores de instrumentos de corrente e tensão e entradas analógicas de IEDs.
- Contatos auxiliares dos disjuntores e das entradas ópticas dos IED.
- Saídas binárias do IED e controle de processo (por exemplo, bobina de trip de disjuntores ou comutador de tap de transformadores).

Se for feita implementação total, conforme Paulino e Apostolov (2005), as conexões entre todos os dispositivos são baseadas na comunicação via rede IEC 61850 8-1 ou 61850 9-2, e o uso dos cabos de cobre individuais é restrito a:

- Alimentação DC ou AC;
- Transformadores de instrumentos secundários e unidades de medida;
- Contatos auxiliares de disjuntores, bobinas de trip e equipamentos secundários na subestação.

Com o advento do barramento de processos será mais simples a interligação dos TIs ópticos aos sistemas de proteção e controle das subestações. Para melhor compreensão dessa afirmação, deve-se observar a figura 22, que apresenta uma esquematização do conceito de barramento de processos.

Figura 22 – Esquematização do barramento de processos

Na figura acima, a MU (Merging Unit¹³ ou unidade de incorporação de dados) recebe os valores de tensão e corrente dos TIs e também as informações de “status” dos disjuntores e seccionadoras. Segundo Miranda (2005), a MU faz a amostragem dos sinais mediante uma taxa de amostragem pré-determinada e disponibiliza os dados para outros IEDs, sendo que “as taxas de amostragem convencionadas atualmente são de 80 amostras por ciclo, para monitoração e proteção, e de 256 amostras por ciclo, para qualidade de energia e oscilografias de alta resolução”.

No caso específico dos TIs, que são objeto desses estudo, Hoga e Rodrigues (2007) esclarecem:

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 esses autores, apenas a saída da MU 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.

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

¹³ Paulino e Apostolov (2007) traduzem Merging Unit como *Unidade de Conformação de Dados*; Miranda (2005) traduz para *Unidade de Interface* enquanto que Hoga e Rodrigues (2007) adotaram *unidade concentradora*. Como um dos significados da palavra “merge” em português é *fundir* (e da palavra “merger” é *fusão*), será adotada a tradução *Unidade de Incorporação de Dados* para “merging unit” (incorporação no sentido de fundir, unir).

4.4 LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro é regulado e as empresas que o compõem devem seguir a legislação existente. Cabe à ANEEL, dentre outras atividades determinadas em lei, fiscalizar as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e garantir que os consumidores recebam a energia dentro dos padrões de qualidade estabelecidos.

No caso das empresas de transmissão de energia elétrica, uma importante resolução da ANEEL é a 270/07, que, no seu art. 4º, estabelece que a

qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação.

Do texto acima, observa-se que o fator determinante para a qualidade do serviço prestado pelas transmissoras é a disponibilidade e a capacidade plena das FT¹⁴ (Função Transmissão).

A resolução estabelece os limites de indisponibilidades permitidas para as FTs e equipamentos associados. Caso esses limites sejam violados, a empresa transmissora será penalizada através de descontos no seu Pagamento Base.

O Pagamento Base, segundo a Resolução ANEEL 270/07, art. 2º, XIV é a “parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT”.

A ANEEL, através do Boletim Energia nº 315, esclarece que a RAP (Receita Anual Permitida) é estabelecida para “remunerar os investimentos realizados pelas transmissoras em instalações de transmissão de energia elétrica. Essa receita também cobre os custos de operação e manutenção que as empresas têm com esses empreendimentos”.

No Pagamento Base podem incidir dois tipos de dedução:

a) Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por desligamentos programados ou outros desligamentos

¹⁴ Para definição das Funções de Transmissão consultar a Resolução ANEEL 191/2005.

decorrentes de eventos, envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas na Resolução;

b) Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, a qual resulte na redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da própria FT.

Pelo acima exposto, pode-se concluir que a falha de um transformador de corrente ou de potencial poderá incidir diretamente na receita da empresa de transmissão e nos seus resultados financeiros.

Com relação às empresas de distribuição de energia elétrica, elas podem ser penalizadas caso violem os limites determinados pela ANEEL dos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão)¹⁵.

O art. 21, I, da resolução 024/2000 da ANEEL determina que, no caso de violação dos padrões DIC e FIC, o consumidor deverá ser compensado financeiramente através de crédito em sua conta de energia elétrica. No caso de violação dos padrões de DEC e FEC, a distribuidora será penalizada conforme determinado na resolução ANEEL 063/2004.

Considerando que, ano após ano, o agente regulador tem procurado reduzir os padrões limites dos indicadores de continuidade, é importante que as distribuidoras de energia elétrica reduzam os riscos de interrupções em seus sistemas.

¹⁵ Consultar a Resolução ANEEL 024/2000, art. 3º, incisos VI, VII, VIII, XI e XII, para obter as definições dos indicadores DEC, DIC, DMIC, FEC e FIC, respectivamente. Nos art. 6º e 12 dessa mesma resolução estão descritos os métodos de cálculos desses indicadores.

4.5 TECNOLOGIA DESCONHECIDA

Durante a elaboração deste trabalho, quando o autor conversava com profissionais do setor elétrico, normalmente eles demonstravam desconhecer a existência de TIs baseados em tecnologia óptica.

Com a finalidade de avaliar o grau de conhecimento dos profissionais que atuam no setor elétrico sobre esse tipo de equipamento, foi feita uma pesquisa junto aos mesmos.

Na realização desta pesquisa, a primeira etapa foi a escolha das pessoas que seriam consultadas.

Como se pretendia enviar um questionamento por e-mail, foi necessário criar uma lista de endereços eletrônicos de profissionais de diversas empresas.

Para chegar a essa relação, foram consultados os anais de congressos realizados em anos recentes no Brasil já que, normalmente, os artigos possuem o endereço eletrônico dos autores do trabalho. Procurou-se selecionar autores que tinham alguma ligação com o tema a ser enviado na pesquisa.

Esse levantamento resultou numa lista de 293 e-mails de 40 empresas diferentes.

Após a conclusão dessa fase, foi enviado o texto constante no Anexo I para todos os endereços eletrônicos obtidos.

Dos e-mails enviados, 14 (4,78%) retornaram com mensagem de falha na entrega ou que o destinatário não existia, 72 (24,57%) responderam e 207 (70,65%) não responderam.

Infelizmente a grande maioria não respondeu à pesquisa.

Dos que responderam, 71% afirmaram desconhecer os TIs ópticos. Para eles, foi enviada informação a respeito dos TIs ópticos e a grande maioria demonstrou interesse em utilizar esse equipamento.

Entre os que já conhecem os TIs ópticos, também há grande interesse no seu uso.

Um dos profissionais que respondeu a pesquisa, com grande interesse pelos TIs ópticos, colocou à disposição uma das subestações de sua empresa para instalação e avaliação dos TIs ópticos em campo.

Apesar da grande maioria dos pesquisados que respondeu à pesquisa demonstrar interesse no uso dos TIs ópticos, não se pode perder de vista que o setor elétrico possui uma forte característica conservadora.

Pode ser citado como exemplo 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, devido à grande quantidade de funções que o equipamento passou a ter. Além das funções de proteção, o relé/IED também pode ter as funções de comando e controle, ou seja, pode-se ligar e desligar um disjuntor ou abrir e fechar uma seccionadora por ele. Assim, elimina-se uma grande quantidade de relés auxiliares e cabos de cobre, há redução do espaço físico necessário e dos custos de implantação e de manutenção do sistema. Apesar dos vários pontos positivos, muitas empresas ainda preferem usar os quadros sinóticos para identificação dos alarmes além de fazer todos os comandos através de diversas chaves, mantendo toda a estrutura de relés auxiliares e cabos. Tais empresas não confiam totalmente que um único equipamento digital possa fazer, com segurança, as funções antes executadas por aqueles vários equipamentos.

Desse modo, pode-se concluir que, além das barreiras tecnológicas, os TIs ópticos precisarão vencer uma barreira cultural para serem amplamente utilizados no Brasil.

5 ANÁLISE COMPARATIVA ECONÔMICA

5.1 FALHAS EM TIs

Que transformadores para instrumentos falham e até mesmo apresentam falha catastrófica não é novidade. O que se pretende neste item é apresentar o resultado da pesquisa sobre a frequência com que isso ocorre e suas causas.

O CIGRE (DUBANTON et al., 1989) realizou estudo sobre as causas das falhas em transformadores para instrumentos de classes de tensão iguais ou superiores a 72,5 kV e apresentou as taxas de falhas desses equipamentos.

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.

A tabela 15 (DUBANTON et al., 1989, p. 113) apresenta a classificação dessa população em tipos e classes de tensões desses equipamentos.

Tipo	Nível de tensão U (kV)						Total	% do total
	$60 \leq U < 100$	$100 \leq U < 200$	$200 \leq U < 300$	$300 \leq U < 400$	$400 \leq U < 500$	$500 \leq U$		
TCs	20.909	15.000	13.093	3.100	3.955	550	56.607	41
TPs	11.513	4.980	4.839	60	1.691	0	23.083	17
TPCs	12.157	9.000	10.500	900	3.185	500	36.242	27
TCs e TPs combinados	23.055	5.900	2.146	0	0	0	20.101	15
Total	56.634	34.880	30.578	4.060	8.831	1.050	136.033	100
% do total	42	26	22	3	6	1	100	

Tabela 15 – População considerada dos TIs

Para Dubanton et al., um equipamento que falhou é aquele que não consegue desempenhar as suas funções e deve ser retirado de serviço. As falhas foram classificadas como sendo falha violenta e não violenta.

O estudo indicou que, em sua maioria, as falhas violentas nos TIs são devidas à proteção inadequada contra raios ou a uma inadequada proteção contra tensões transientes.

Dubanton et al., através de tratamento estatístico, obtiveram o valor de 0,185% para a taxa de falhas violentas e para as não violentas o valor de 0,469%. A taxa de falha total obtida foi de 0,654% e a taxa de falha total por ano igual a $0,385 \times 10^{-3}$ falhas por TI ano.

A conclusão a que o estudo do CIGRE chegou é que a maioria das falhas violentas em TIs foi devida a inspeção insuficiente ou irregular das unidades que as sofreram. Outra conclusão é que as falhas poderiam ter sido detectadas previamente, o que teria permitido retirar o equipamento de serviço antes da ocorrência.

Estudo semelhante foi realizado por Pena, Carvalho Junior e Santos (2007), em que foram analisados os tipos de falhas mais comuns dos TIs de 69 kV a 500 kV e apresentadas algumas propostas para evitá-las.

Nesse trabalho ficou constatado que as principais causas de falhas em TCs, em ordem de importância, são: corrosão, deterioração da isolação, sobreaquecimento, vazamento e sujeira. Já para os TPs, também em ordem de importância, as causas das falhas são: corrosão, deformação da forma de onda, vazamento e deterioração da isolação.

Para os dois tipos de equipamentos, é destacada a importância da análise ser feita por classe de tensão. Por exemplo, apesar de, no caso dos TCs, predominarem falhas causadas por corrosão, quando são estudados os TCs de 500 kV, a predominância da causa das falhas é por deterioração da isolação.

Sobre as taxas de falhas de TIs no Brasil, Pena, Carvalho Junior e Santos (2007), informam que o banco de dados disponível na ocasião é insuficiente, não permitindo o seu cálculo.

Com a finalidade de contribuir para a análise das taxas de falhas de TIs no Brasil, foi realizada pesquisa junto ao site do ONS das ocorrências que envolveram TIs no Brasil. O resultado dessa pesquisa é apresentado no Anexo II, onde há a relação das ocorrências no sistema elétrico brasileiro envolvendo TIs no período de 04/09/2005 a 09/04/2008. Essas informações foram obtidas através dos Boletins Diários de Operação, dos relatórios de Síntese Gerencial da Operação e do Boletim Semanal de Operação, todos disponíveis no site do ONS.

No período considerado, aconteceram 41 ocorrências (sendo que 43 equipamentos falharam) o que resulta, em média, 1,32 falhas por mês. Essas ocorrências totalizaram 43hs:35min de interrupção. O tempo médio de cada interrupção foi de 1h:03min.

A tabela abaixo apresenta a quantidade de falhas por tipo de equipamento e classe de tensão:

Tensão (kV)	69	88	138	230	440	500	525
TC	4	1	7	6	1	1	2
TP	6	2	4	5			
TPC				3		1	

Tabela 16 – Quantidade de falhas de TIs

Considerando que o parque (sub)estimado de TIs instalados no Brasil é de 20.088 unidades, observa-se, que no período analisado, 0,2141% do parque de TIs apresentou algum tipo de problema.

Em 2006 foi feita consulta ao ONS, indagando se aquele órgão possuía dados sobre ocorrências envolvendo transformadores para instrumentação em sistemas de transmissão.

Naquela ocasião o ONS informou que os TIs não são tratados como componentes (funções) e sim como equipamentos que são identificados como localização da função, mas forneceu os dados das tabelas 17 e 18 que apresentam o levantamento da frequência de desligamentos forçados das funções do SIN influenciados por problemas em TPs e TCs no período de 1998 a 2005.

ANO	DESLIGAMENTOS FORÇADOS DAS FUNÇÕES		
	Quantidade de Ocorrências	Quantidade de problemas em TPs	TP / Ocorrências (%)
1998	1.388	9	0,65
1999	1.578	8	0,51
2000	1.425	15	1,05
2001	1.489	14	0,94
2002	1.545	18	1,17
2003	1.730	15	0,87
2004	1.393	15	1,08
2005	1.350	6	0,44
Total	11.898	100	0,84

Tabela 17 – Quantidade de problemas em TPs

ANO	DESLIGAMENTOS FORÇADOS DAS FUNÇÕES		
	Quantidade de Ocorrências	Quantidade de problemas em TCs	TC / Ocorrências (%)
1998	1.388	29	2,09
1999	1.578	21	1,33
2000	1.425	34	2,39
2001	1.489	19	1,28
2002	1.545	26	1,68
2003	1.730	30	1,73
2004	1.393	23	1,65
2005	1.350	27	2,00
Total	11.898	209	1,76

Tabela 18 – Quantidade de problemas em TCs

Na apuração da quantidade de ocorrências, foram considerados os desligamentos forçados provocados apenas por causas de origens internas e secundárias, sendo desprezados os desligamentos de origens externas e operacionais. Para melhor entendimento, a seguir são apresentadas as definições dos tipos de origem, conforme informadas pelo ONS:

- Origem Interna: A causa do desligamento forçado se relaciona com as partes energizadas dos componentes ou de seus equipamentos terminais, inclusive disjuntores, seccionadoras, filtros de onda, transformadores de corrente e potencial;
- Origem Secundária: A causa do desligamento forçado se relaciona com os lados secundários, complementares ou auxiliares do componente do sistema elétrico em análise, tais como painéis, fiações, relés, serviços auxiliares etc. Incluem-se, nesse caso, as causas acidentais (provocadas) e as atuações incorretas de relés de proteção para faltas externas ao componente em análise (falha humana ou no relé e não no componente);
- Origem Operacional: Se a causa do desligamento forçado se relaciona com problemas operacionais do sistema de potência (oscilações, sobretensões, rejeições de carga etc.). As manobras operacionais para acerto de configurações, sejam por acionamento manual, sejam por esquemas automáticos, não são considerados desligamentos forçados (desligamento de linha para controle de tensão, desligamento de unidade geradora para controle de carga etc.);
- Origem Externa: São os demais casos de desligamentos forçados, com a causa localizando-se em outro componente. Duas condições podem existir para origens externas:
 - a) Caso em que a natureza elétrica nesse outro componente se manifestar também no componente em análise;
 - b) Casos em que os desligamentos de componentes ocorrerem por atuações diretas das proteções de outros componentes. Por exemplo, uma proteção diferencial de barra desligando um terminal de linha.

Considerando-se as tabelas 17 e 18, foi encontrado um total de 309 problemas em TCs e TPs. Isso significa que 2,597% das ocorrências nesse período foram causadas por TIs. Também é notória a maior participação dos TCs nesses eventos.

5.2 ESTIMATIVA DOS PREJUÍZOS DEVIDOS À FALHA DE UM TI

No item anterior, foram apresentados alguns índices de falhas dos TIs e algumas de suas causas. No presente item será feita uma breve análise dos prejuízos que a falha de um TI pode causar para uma empresa do setor elétrico.

A ANEEL disponibiliza, em seu site, cartilhas orientativas ao consumidor sobre a composição da tarifa de energia elétrica. Nessas cartilhas, a ANEEL (2006) informa que, no ano de 2005, a tarifa média no Brasil era de R\$ 304,60/MWh. Esse valor possuía a seguinte composição:

Encargos e tributos : R\$ 104,93/MWh (ou 34,44%);

Geração : R\$ 93,74/MWh (ou 30,77%);

Distribuição : R\$ 84,58/MWh (ou 27,76%);

Transmissão : R\$ 21,35/MWh (ou 7,01%).

Pelos valores acima, pode-se observar que as empresas de distribuição, por exemplo, ganharam em média R\$ 84,58/MWh vendido, que corresponde a 27,76% da tarifa final paga pelo consumidor (R\$ 304,60/MWh).

Considere-se o caso hipotético de uma planta de geração de energia elétrica composta de 4 unidades geradoras (UGs) de 100 MW cada. A explosão, seguida de incêndio, de um transformador de corrente instalado no “bay” da UG-02, por exemplo, pode também danificar os equipamentos instalados próximo ao TC que falhou.

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 que não houve 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 R\$ 674.928,00.

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 o sistema elétrico de potência, 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 maior do que o 0,21% apresentado.

Evidentemente que este é o pior caso, mas, apesar da taxa de falhas ser baixa, conforme indicado pelo estudo do CIGRE, elas existem e também há os custos de manutenção que podem ser minimizados com o uso dos equipamentos ópticos.

Também pode ocorrer da concessionária detectar, a tempo, um problema no equipamento e executar a sua substituição antes de uma falha com danos maiores. Nesse caso, haveria a necessidade de interromper a operação de uma única unidade geradora, com programação prévia, minimizando, dessa forma, o tempo de parada. Isso acarretaria um prejuízo menor.

Um outro ponto importante a ser considerado na análise é o fato das empresas geradoras terem que cumprir os contratos de venda de energia. Há o risco de a geradora precisar comprar, no mercado, a energia que deixou de fornecer.

As empresas de transmissão e distribuição também podem amargar pesadas perdas financeiras.

Com a intenção de apresentar ao leitor uma ordem de grandeza dos prejuízos financeiros que as concessionárias podem sofrer, foram pesquisadas, no site da ANEEL, algumas penalidades pecuniárias aplicadas por essa agência. Cabe lembrar que, segundo 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.

Periodicamente a ANEEL publica o Boletim Energia, que traz informações sobre o setor elétrico nacional. Através de pesquisa realizada em vários números desse boletim (disponíveis no site da ANEEL), constatou-se que uma concessionária foi multada em R\$ 3 milhões por descumprir as metas anuais dos indicadores de DEC e FEC; pelo mesmo motivo, uma outra empresa foi multada em R\$ 5,9 milhões. Também há multas superiores a R\$ 4 milhões, devido a interrupções no fornecimento de energia.

Apesar de nenhum dos relatos pesquisados terem tido o envolvimento direto de TIs, é possível ter um parâmetro das conseqüências financeiras para a concessionária caso haja falha do TI da instalação.

5.3 REDUÇÃO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO

Uma meta constantemente perseguida pelas empresas, independentemente do ramo de atuação, é a redução dos seus custos operacionais.

As empresas que alcançam este objetivo obtém uma grande vantagem competitiva frente à concorrência e um melhor retorno do investimento feito pelos acionistas.

Nas empresas do setor elétrico, a realidade não é diferente. Por ser um setor regulado pelo governo, onde suas tarifas (e portanto as receitas) são determinadas pelo agente regulador, a redução de despesas é sempre bem vista.

No estudo apresentado por Pena, Carvalho Júnior e Santos (2007), consta que houve necessidade de substituir as câmaras de expansão de borracha por outras metálicas nos TCs de 500 kV. Com o decorrer do tempo, as câmaras de borracha deterioraram e passou a haver problemas de contaminação do óleo isolante. As unidades que não passaram por essa adaptação são constantemente inspecionadas e há necessidade também de coleta de óleo para análise de teor de umidade e de realizar o ensaio de cromatografia gasosa. A quantidade de equipamentos instalados que apresentou problema é de aproximadamente 335 unidades.

Apesar de não terem sido apresentados valores, pode-se considerar que existe um custo significativo para disponibilizar uma equipe que constantemente precisa realizar, além das inspeções, a coleta do óleo desses TCs para ser analisado. Em alguns modelos de TCs, após um determinado número de coletas de óleo isolante, há necessidade de reposição do mesmo, sendo necessário desenergizar o equipamento, interrompendo assim o fornecimento de energia.

A desenergização do equipamento também é feita no ato da coleta do óleo em algumas empresas. Lembrando que as empresas de transmissão são penalizadas em função da indisponibilidade dos seus equipamentos, esse fato afeta negativamente a receita das empresas.

Oliveira Jr. (2005) elaborou análise da viabilidade da substituição dos foles de borracha por metálicos em TCs de 145 kV. Nesse estudo, concluiu-se que era mais vantajoso substituir os foles existentes por outros novos de borracha ao invés de usar foles metálicos.

O custo previsto para instalação de novos foles de borracha era, naquela ocasião, de R\$ 2.000,00, mais 2 (duas) horas de interrupção para realizar a tarefa em campo.

Os TIs ópticos não utilizam óleo isolante e, dessa forma, não há despesas e/ou preocupações com monitoração do equipamento, coleta de amostra de óleo, substituição de foles (membranas) de borracha, interrupção no fornecimento de energia e riscos ambientais.

5.4 INFLUÊNCIA DA CLASSE DE EXATIDÃO NA RECEITA DAS EMPRESAS

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.

O uso de TIs mais precisos poderá trazer importantes benefícios financeiros às concessionárias, tais como:

- redução de perdas de receita por faturamentos incorretos ocasionados por degradação da precisão dos TIs convencionais a serviço da medição;
- redução dos custos com aferição de TIs pelos métodos tradicionais, que exigem a retirada dos equipamentos e seu envio para laboratórios acreditados;
- na operação do sistema, com a diminuição ou eliminação dos tempos de interrupção dos barramentos para retirada e substituição dos TIs a serem aferidos;
- na operação por redução do tempo de indisponibilidade dos equipamentos que precisariam ser desligados para substituição dos TIs retirados para aferição.

A substituição dos TIs convencionais por TIs ópticos de melhor classe de precisão poderá melhorar o resultado financeiro das empresas sob dois aspectos: diminuição das despesas operacionais e aumento das receitas.

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

Num primeiro, considere-se que a concessionária possui uma subestação de 69 kV, na qual está instalado um transformador de 60 MVA que alimenta uma carga com fator de potência 0,92.

No caso da concessionária decidir por aferir os TIs de tal subestação, haverá necessidade de retirada dos mesmos e de enviá-los a um laboratório que execute esta atividade. Assim sendo, a empresa terá os seguintes custos:

- despesas com a mobilização da equipe de manutenção;
- despesas com o transporte dos equipamentos da concessionária até o laboratório e vice-versa;
- despesas com os ensaios;
- perda de receita devido ao tempo em que a instalação ficou desenergizada.

Além dos custos acima relacionados, há também os custos das equipes envolvidas na preparação da programação do serviço a ser executado.

Para mensurar a perda de receita pela concessionária, pode-se estimar que o tempo necessário para manobras de desligamento do barramento, retirada dos TIs, inspeção das instalações, colocação dos TIs substitutos e manobras para normalizar a subestação podem somar de 8 a 24 horas.

Considerando um preço estimado da energia¹⁶ de R\$ 136,94/MWh (CCEE, média de janeiro a dezembro de 2008 do valor do PLD), conclui-se que, para a subestação com aquelas características (69 kV, 60 MVA e fator de potência de 0,92 na carga) o valor da energia não distribuída/transmitida é de R\$181.418,11 no período de 24 horas.

¹⁶ Apesar das distribuidoras de energia comprarem a energia por um preço diferente do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças), optou-se por adotá-lo para se ter uma ordem de grandeza dos valores envolvidos. O valor de R\$ 136,94/MWh foi obtido calculando-se a média do PLD no ano de 2008 para todos os submercados e carregamentos. O anexo III apresenta uma breve explicação sobre o PLD e uma tabela com os valores praticados no ano de 2008 que foram utilizados no cálculo do valor médio adotado.

Uma segunda situação a ser analisada relaciona-se aos erros que podem ser introduzidos pelos TPs e TCs na medição de faturamento das empresas.

O exemplo numérico que será apresentado a seguir foi adaptado de Medeiros Filho (1980, p. 165-166) e demonstrará a influência dos TIs nas leituras da energia comercializada.

Seja a subestação anteriormente citada de 69 kV, 60 MVA e fator de potência de 0,92 e que possua TIs com as seguintes características:

A) Transformador de corrente:

- Relação : 1000/5 A;
- Relação nominal (K_c) : 200;
- Fator de correção de relação (FCR_c) : 0,998;
- Erro de fase ou ângulo de fase (β) : +10 minutos.

B) Transformador de potencial:

- Relação : 69.000 / 115 V;
- Relação nominal (K_p) : 600;
- Fator de correção de relação (FCR_p) : 0,996;
- Erro de fase ou ângulo de fase (γ) : -12 minutos.

Os valores lidos de potência ativa, tensão e corrente são:

- Indicação do wattímetro (W) : 371 W
- Tensão lida (U_2) : 115 V;
- Corrente lida (I_2) : 4 A.

A figura 23, a seguir, adaptada de Medeiros Filho (1980, p. 166), apresenta o diagrama fasorial das tensões e correntes descritas acima.

Figura 23 – Diagrama fasorial das tensões e correntes primárias e secundárias
(sem escala)

Segundo Medeiros Filho (1980, p. 165), para calcular a potência ativa exata pode-se usar a seguinte equação:

$$P = P' \times FCR_p \times FCR_c \times \left(\frac{\cos \theta}{\cos \theta'} \right) \quad (1)$$

O valor medido da potência ativa é dado por:

$$P' = K_c K_p W \quad (2)$$

Substituindo os valores na equação acima, obtém-se:

$$P' = 200 \times 600 \times 371 = 44.520 \text{ kW}$$

O valor de $\cos \theta'$ é:

$$\cos \theta' = \frac{W}{U_2 \times I_2} = \frac{371}{115 \times 4} = 0,80652173$$

então $\theta' = 36^\circ 24'$.

Da figura 23, tem-se que:

$$\theta = \theta' + \gamma + \beta = 36^\circ 24' + 12' + 10' = 36^\circ 46'$$

ou seja,

$$\cos\theta = 0,80424573$$

O valor da potência ativa exata P , calculada pela eq.(1) será:

$$P = 44.520 \times 0,996 \times 0,998 \times \left(\frac{0,80424573}{0,80652173} \right) = 44.128,35 \text{ kW}$$

Dessa forma, conclui-se que a concessionária está pagando por 44.520kW (valor medido), mas está recebendo 44.128,35 kW (valor exato), ou seja, há uma diferença de 391,65 kW ou de 0,8875% entre os valores medido e exato.

Considerando que, em uma hora, a diferença será de 391,65 kWh, em 24 horas serão 9.399,60 kWh e, no final do ano, acumulará 3.430.854 kWh ou 3.430,85 MWh.

Ao preço de R\$ 136,94/MWh, o prejuízo no final de 12 meses será de R\$ 469.820,60.

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 exemplo acima, o prejuízo acumulado nos últimos 20 anos de sua vida útil poderia chegar a R\$ 9.396.412,00 por ponto de medição. Esse 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). Nesse 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, mas 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 do exemplo acima.

O terceiro e último cenário a ser analisado é com relação ao mercado de energia.

Falcão, Borges e Rodrigues (2007) 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 (2008, p. 99) explica que, se a distribuidora contratar até 103% do que ela realmente consumir, “todos os custos associados à aquisição de energia são inteiramente repassados às 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 esse custo (Cuberos, 2008, p. 99).

Também pode ocorrer a situação inversa à anterior, ou seja, a distribuidora ficar abaixo da faixa dos 100% (subcontratada). Nesse caso, segundo Cuberos (2008, p. 99)

a distribuidora será duplamente penalizada, pois além de pagar a penalidade prevista na legislação vigente (máximo valor entre PLD e VR¹⁷, multiplicado pela insuficiência de lastro), o distribuidor terá o direito de repassar às 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 pelas distribuidoras no sistema de medição para faturamento estejam dentro da sua classe de exatidão. Caso isso não ocorra, poderão 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.

Ainda sobre a comercialização de energia, Chagas (2004, p. 66) apresenta um exemplo sobre os ganhos da melhoria da classe de precisão dos medidores de energia de 0,5 para 0,2. Para uma carga de 300 MW, durante um ano, essa melhoria de 0,3 na classe de precisão desses equipamentos resultaria em:

¹⁷ Sobre a definição do VR (Valor de Referência) consultar o art. 34 do decreto 5163 de 30/06/2004.

$$0,3\% \times 300 \text{ MW} \times 720 \text{ h} \times 12 \text{ meses} \times \text{R\$ } 136,94 = \text{R\$ } 1.064.845,44^{18}$$

Observando-se essa cifra, é evidente que o investimento na compra de equipamentos de melhor precisão paga-se em menos de um ano.

Sobre a importância da classe de precisão, Chagas (2004, p. 69) concluiu que “O balanço correto entre compra e venda necessita do emprego de elevada classe de exatidão do lado da compra”.

Através da análise dos três cenários apresentados, fica claro que a utilização pelas concessionárias de TIs que ultrapassam 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 dessa precisão ao longo de sua vida útil, como é o caso dos TIs ópticos. Como exemplo de tais equipamentos, podem ser citados os TCs ópticos modelo NXCT e os TPs ópticos modelo NXVT fabricados pelas Nxtphase que apresentam classe 0,2S (ver anexo IV).

5.5 ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE AQUISIÇÃO DOS TIs

Uma pergunta que inevitavelmente surge em análises comparativas é sobre o custo dos equipamentos. Qual o preço médio praticado no país de TIs convencionais? Os TIs ópticos são muito mais caros que os TIs convencionais?

Primeiramente, para estimar os preços dos transformadores de corrente e de potencial convencionais, foram utilizadas duas fontes de pesquisa.

A primeira fonte é o documento emitido pela Eletrobrás (2007a), utilizado pela maioria das empresas do setor elétrico e conhecido como Custos Modulares Eletrobrás.

A Eletrobrás, conforme informações disponíveis no site da empresa (Eletrobrás, 2007b), é constituída pelas subsidiárias CHESF, Furnas, Eletrosul,

¹⁸ Nesse caso foi utilizado o valor do MWh atualizado, pois Chagas (2004, p.67) utiliza o valor de R\$ 30,00/MWh, o que resulta no valor de R\$ 233.280,00.

Eletronorte, CGTEE e Eletronuclear. A empresa possui ainda 50% da Itaipu Binacional e também controla o CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica).

A tabela 19 apresenta os custos unitários de aquisição dos transformadores para instrumentos, conforme classe de tensão, de acordo com os Custos Modulares Eletrobrás.

	69 kV	138 kV	230 kV	345 kV	500 kV	750 kV
TC	19.469,98	29.772,09	52.396,12	105.248,52	140.999,77	699.406,97
TPC	21.375,85	39.121,76	50.414,42	73.746,82	101.960,29	155.939,47

Tabela 19 – Custos modulares de TIs.

(valores em R\$)

Outra fonte de pesquisa de preços de transformadores para instrumentos foram os processos de licitação para sua aquisição.

Foram obtidos dados de quatro empresas, num total de 73 processos de licitação, realizados entre os anos de 1999 e 2008. Desses, 44 processos foram para aquisição de TCs e 29 para aquisição de TPCs e TPIs.

A quantidade total de equipamentos comercializados nesses processos de licitação é apresentada na tabela 20.

Equipamento	69 kV	138 kV	230 kV	345 kV	460 kV	500 kV
TC	71	120	188	36	12	103
TP	98	64	135		6	139

Tabela 20 – Quantidade de TIs comercializados nos processos de licitações

A tabela 21 apresenta os valores médios (em R\$) pagos pelas empresas por equipamento e por classe de tensão.

Empresa	Equipamento	69 kV	138 kV	230 kV	345 kV	460 kV	500 kV
A	TC	32.702,08	35.916,67	52.233,33			
	TP	14.595,94	21.942,33	36.557,29			69.150,00
B	TC	31.094,33	57.864,39	55.056,88	110.403,00	169.816,30	267.757,33
	TP	24.000,00		54.065,22		122.195,33	126.138,00
C	TC	21.549,33	34.504,60	56.601,76			198.234,96
	TP			30.043,33			56.574,13
D	TC	18.700,00					
	TP	19.200,00					
Média	TC	26.011,43	42.761,89	54.630,66	110.403,00	169.816,30	232.996,14
	TP	19.265,31	21.942,33	40.221,94		122.195,33	83.954,04

Tabela 21 – Valores pagos pelos TIs convencionais
(valores em R\$)

Na tentativa de apurar o preço dos TIs ópticos, foram feitas consultas a diversos fabricantes desses equipamentos sobre o seu custo. No ano de 2007, apenas um deles, por telefone, informou um custo orientativo tanto dos TIs convencionais como dos ópticos. A tabela 22 apresenta os custos dos TIs convencionais. Quanto ao custo dos TIs ópticos, esse fabricante informou que varia entre R\$ 45.000,00 e R\$ 60.000,00 para o nível de tensão variando de 72 a 500 kV.

Tensão (kV)	TC	TP
72	20.000,00	20.000,00
145	30.000,00	30.000,00
230	45.000,00	45.000,00
362	65.000,00	55.000,00
500	120.000,00	

Tabela 22 – Custos orientativos de TIs convencionais
(valores em R\$)

Uma outra fonte de comparação de preços entre TIs convencionais e ópticos é o gráfico 4 (Hermosillo e Oliveira, 2003).

Gráfico 4 – Comparativo dos custos entre TCs convencionais e ópticos

6 CONCLUSÃO

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 contrapartida 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 da norma IEC 61850 9-2.

Durante a análise econômica, ficou evidente que os TIs podem causar prejuízos de grande monta às empresas do setor elétrico, seja quando eles falham, seja através de problemas relacionados com sua classe de exatidão.

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

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 essa pergunta deve ser dada individualmente por cada empresa, após avaliar todos os seguintes aspectos: seus custos operacionais, o tamanho do seu parque de TIs, o risco de falhas desses equipamentos, as perdas financeiras devido às medições de faturamento não estarem sendo feitas dentro da classe de exatidão esperada, as penalidades a ela impostas e o planejamento estratégico da empresa.

Além do problema de integração com os sistemas de medição e proteção atuais, os TIs ópticos também deverão superar a barreira cultural das pessoas em aceitarem novas tecnologias. Esse fato é reforçado pela rígida legislação do setor elétrico, onde nenhuma empresa deseja ser penalizada devido à falha de um TI que utilize uma tecnologia desconhecida. Para que o uso dos TIs ópticos possa ser disseminado, 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 em que as pessoas conhecerem melhor os TIs ópticos e forem apresentados casos de sucesso do seu uso, eles serão melhor 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 de venda desses equipamentos no mercado brasileiro. Para que haja uma mudança na postura dos fabricantes, acredita-se que primeiramente será 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.

As perspectivas de futuras aplicações dos TIs ópticos são bastante positivas, podendo-se citar:

- A) Desenvolvimento de TCs ópticos com características de linearidade e precisão melhoradas, caracterizando uma faixa dinâmica ampliada que possa atender tanto o sistema de medição como o de proteção. Dessa forma, haveria necessidade de um único TC, reduzindo os custos de aquisição de equipamentos e melhorando a confiabilidade do sistema onde o equipamento está inserido, já que haverá um elemento a menos para apresentar problemas;
- B) Além da faixa dinâmica maior, se forem desenvolvidos TIs ópticos que respondam a frequências superiores às das mais altas harmônicas de interesse nos sistema de potência, também será possível utilizar esses equipamentos para medição de qualidade de energia. Nesse caso, o mesmo TI atenderia a três funções: medição de faturamento, proteção e qualidade de energia. Atualmente, para ser feita a medição de qualidade de energia nos sistemas de alta tensão, é necessário o uso de TIs específicos para essa finalidade. Caso haja necessidade de verificar a qualidade de energia em vários pontos do SIN, é necessário fazer uma campanha de

medição que consiste em instalar os TIs nos pontos onde se deseja medir a qualidade de energia durante um certo período. Terminado esse tempo, retiram-se os TIs que são transportados para o próximo ponto de medição;

- C) Os TIs ópticos necessitam sempre de um módulo eletrônico para converter o seu sinal óptico em corrente ou tensão. Além dessas unidades poderem ser utilizadas nas subestações como “merging units”, uma possibilidade é o desenvolvimento de módulos eletrônicos que recebam as fibras ópticas de vários TIs ópticos de um *bay* e possam disponibilizar diretamente no barramento de processos IEC 61850, além dos valores de corrente e tensão para o sistema de proteção, informações sobre qualidade de energia e medidas de potência e de energia para faturamento. No caso específico da medição com vistas ao faturamento, em que é necessária a instalação de dois medidores de energia (principal e retaguarda), o módulo eletrônico poderia substituir pelo menos um dos medidores, gerando economia para as empresas.

Espera-se que, conforme as empresas do setor elétrico passem a demandar crescentemente a aquisição de TIs ópticos, a tendência é que os seus preços caiam e que também ocorram mais desenvolvimentos nessa área, fazendo com que as possibilidades apresentadas anteriormente possam tornar-se realidade.

Em síntese, acredita-se que, apesar de haver problemas a serem solucionados, os TIs ópticos podem ser considerados como uma alternativa viável aos TIs convencionais para o setor elétrico brasileiro.

Considerando que este trabalho foi feito analisando-se o uso dos TIs nas empresas do setor elétrico brasileiro, ou seja, do ponto de vista das concessionárias, a realização de um estudo do ponto de vista dos fabricantes, complementaria o presente trabalho. Nesse caso seria necessário fazer uma pesquisa de mercado e a análise da viabilidade da comercialização dos TIs ópticos no Brasil.

Um outro estudo considerado de grande importância para o setor elétrico nacional consistiria em instalar unidades de TCs e TPAs ópticos em uma

concessionária de energia elétrica, acompanhar o desempenho destes equipamentos durante um período e, após isso, fazer a comparação com o desempenho dos TIs convencionais. A publicação dos resultados de um estudo como este poderia em muito contribuir para a disseminação da aplicação de TIs ópticos pelo setor elétrico nacional.

BIBLIOGRAFIA

_____. **Power System Protection: Principles and components**. Vol. 1. 2ª Edição. Peter Peregrinus Ltd. United Kingdom. 1986. 525 p.

ABB. **Outdoor Instrument Transformers**: buyer's guide. Edition 5. 2008. 64 p. Disponível em: <[http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/f68082d3df604988c125742b004e2613/\\$File/Buyers%20Guide%20Outdoor%20Instrument%20Transformers%20Ed5%20en.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/f68082d3df604988c125742b004e2613/$File/Buyers%20Guide%20Outdoor%20Instrument%20Transformers%20Ed5%20en.pdf)>. Acesso em 01 set. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 26 de 09 a 15/05/2002. Disponível em: <http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/aplicacoes/boletim_energia/documentos/boletim_energia_026.htm>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 111 de 12 a 18/02/2004. Disponível em: <http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/BOLETIM_ENERGIA_111.htm>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 232 de 03 a 09/08/2006. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/boletim232.htm>>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 261 de 23 a 29/03/2007. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/boletim261.htm>>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 264 de 13 a 19/04/2007. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/boletim264.htm>>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 310 de 20 a 27/03/2008. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/boletim310.htm>>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 315 de 25/04/2008 a 01/05/2008. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/arquivos/PDF/boletim315.htm>>. Acesso em: 25 abr. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 344 de 14/11/2008. Disponível em: <http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/index.cfm?fuseaction=boletim.detalharNoticia&idNoticia=159>. Acesso em: 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Energia** nº 353 de 30/01/2009 a 05/02/2009. Disponível em: <http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detalharNoticia&idNoticia=226>. Acesso em: 30 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **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.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **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.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório do processo 48500.001673/2008-38**. 2009. 2 p. Disponível em: <http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/aplicacoes/noticias_area/arquivos/48500001673200838.pdf>. Acesso em 28 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução 024/2000**. Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/cedoc/res2000024.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução 067/2004**. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/cedoc/bren2004067.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução 191/2005**. Estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base. Disponível em: <<http://www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/cedoc/ren2005191.pdf>>. Acesso em: 10 abr. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução 270/2007**. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências. Disponível em: <www.Agência Nacional de Energia Elétrica.gov.br/cedoc/ren2007270.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2008.

ALMEIDA, Marcos A. Dias. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal, 2000. Disponível em: <www.dee.ufrn.br/~marcos/arquivos/Prote%E7%E3o/Apost.%20prot.%20dist.%20-%20Ap.%202%20-%20tc.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2009.

ARTECHE. **Current Transformers Oil-Paper Insulated up to 765 kV**. 2005a. 12p. Disponível em: <www.artech.com/castellano/soluciones_equipos/pdf/exterior/formacion/TISI31.pdf>. Acesso em: 20 mai. 2007.

ARTECHE. **Capacitive Voltage Transformers and Coupling Capacitors up to 765 kV**. 2005b. 8 p. Disponível em: <www.artech.com/castellano/soluciones_equipos/pdf/exterior/formacion/TTC31.pdf>. Acesso em 20 mai. 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6546**: transformadores para instrumentos – terminologia. Rio de Janeiro, 1991. 8 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855**: transformador de potencial indutivo – especificação. Rio de Janeiro, 1992. 16 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10022:** transformador de potencial com tensão máxima igual ou superior a 72,5 kV – características específicas. Rio de Janeiro, 1987. 12 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10023:** transformador de corrente com tensão máxima igual ou superior a 72,5 kV – características específicas. Rio de Janeiro, 1987. 8 p.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>. Acesso em: 14 fev. 2009.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Preço de liquidação das diferenças.** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=7ccaa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 05 fev. 2009.

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.

CHAGAS, Eduardo Henrique Conceição. **A medição de energia elétrica no ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro, contemplando as relações geração–transmissão e transmissão–distribuição.** 2004. 165 p. Dissertação (Mestrado). UNIFACS – Universidade Salvador, Salvador, 2004. Disponível em: <http://www.ANEEL.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Eduardo%20Chagas2004.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2009

CHAVEZ, Patrick P.; RAHMATIAN, Farnoosh; JAEGER, Nicolas A. F. **230 kV Optical Voltage Transducer Using a Distributed Optical Electric Field Sensor System.** Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES. Vol. 1, p. 131 – 135. 2001.

CHRISTENSEN, Lars Hofmann. **Desing, construction, and test of a passive optical prototype high voltage instrument transfomer**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, Nº 3, p. 1332-1337. 1995.

COSTA, Eden V. **Propagação da luz em um meio anisotrópico uniaxial**. Revista Brasileira de Ensino de Física, vol. 17, nº 2, p. 129-132. junho/1995. Disponível em: <http://www.sbfisica.org.br/rbef/pdf/v17_129.pdf>. Acesso em: 22 set. 2008.

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.

DAWIDCZAK, Henry; OLIVEIRA, André Luiz Pereira de. **A experiência de projetos utilizando a norma iec 61850 na europa e América**. VII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Salvador (Ba). 2007.

DOLEZILEK, Dave. **IEC 61850: What you need to know about functionality and practical implementation**. 2005. 17 p. Disponível em: <<http://www.selinc.com/techpprs.htm>>. Acesso em: 01 jul. 2008.

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.

D'AJUZ, Ary, et al. **Equipamentos elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Furnas Centrais Elétricas S.A. 1985. 285 p.

ELETROBRÁS. **Referências de Custos**. Rio de Janeiro. 2007a. 58 p.

ELETROBRAS. 2007b. Disponível em: <www.eletrobras.com.br/elb/portal/data/Pages/LUMIS482AEFCFPTBRIE.htm>. Acesso em: 19 dez. 2007.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Programa de Expansão da Transmissão 2007–2011**. Rio de Janeiro. 2006. 226 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Lists/Estudos/Attachments/9/PET-2007-2011.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2007.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Informe a imprensa: Leilões de energia 2008**. Publicado em 03 de abril de 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PressReleases/20080403_1.pdf>. Acesso em: 16 abr. 2008.

ERNING, Li; MacALPINE, J.M.K; YANBING, Liu; BENSHUN, Yi. **A novel optical current transducer for power systems**. Electric Power System Research 46, p. 21-25. 1998.

ESTADOS UNIDOS. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). **Optical current transducer for power systems: a review**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, Nº 4, 1994.

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&tlng=en>. Acesso em: 13 fev. 2009.

GURJÃO, E. C. CARMO, U. A. SOUZA, B. A. **Aspectos de Comunicação da Norma IEC 61850**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2006. Campina Grande (Pb). 2006.

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.

HOGA, Clemens; RODRIGUES, José Roberto Moreira. **Tendências tecnológicas em automação de energia**. VII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Salvador (Ba). 2007.

HOROWITZ, Stanley H.; PHADKE, Arun G. **Power System Relaying**. 2nd Edition. Great Britain: Research Studies Press Ltd. 1996. 319 p.

IKEDA, Minoru. **A relevância da calibração de transformadores para instrumentos em sistemas elétricos de medição**. Disponível em: <http://www.lactec.org.br/OInstituto/downloads/Biblioteca/1999/013_1999.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-9-1**: Communication networks and systems in substations - Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link. Suíça. 2003. 29 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-9-2**: Communication networks and systems in substations - Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. Suíça. 2004. 28 p.

KIMURA, Sérgio; FRANSON, Sidnei Leocadio; CARNIETTO, Sérgio H. Fantinati. **Experiência da Elektro na digitalização de subestações com a utilização do protocolo de comunicação IEC61850**. XVIII Seminário de Distribuição de Energia Elétrica. Olinda (Pe). 2008.

KLOCK Jr., Odemar Solano. **Saturação de transformadores de corrente – um estudo de caso**. VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle. Rio de Janeiro. 2005.

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, 1991. p.1430-1437.

MAMEDE Filho, João. **Manual de equipamentos elétricos**. Volume 1. 2 ed. Rio de Janeiro. LTC Editora. 1994. 521 p.

MEDEIROS FILHO, Solon. **Medição de energia elétrica**. 2 ed. Recife (Pe). Editora Universitária, Universidade Federal de Pernambuco. 1980. 483 p.

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.

MENDIK, Michael. Optical instrument transformers. EEI Conference. 2008. Disponível em: <http://www2.eei.org/meetings/nonav_2008-10-06-ec/Transmission-Mendik.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2009.

MIRANDA, Licínio Riberio de. **Norma global de comunicação em subestações – IEC 61850**. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba (Pr.). 2005.

NXTPHASE. **Optical CTs and VTs: 69 kV to 765 kV**. 2002. 7 p. Disponível em: <http://www.nxtphase.com/pdfs/NxtPhase_Optical_Instrument_Transformers.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2009.

NXTPHASE. **Optical Current Sensor**. 2006. 2 p. Disponível em: <<http://www.nxtphase.com/pdfs/NXCT.pdf>>. Acesso em: 25 jan. 2009.

NXTPHASE. **Optical Voltage Sensor**. 2006. 2 p. Disponível em: <<http://www.nxtphase.com/pdfs/NXVT.pdf>>. Acesso em: 25 jan. 2009.

OLIVEIRA Jr., Gil Fernando Braga de. **Análise econômica da modificação do sistema de expansão dos TCs BBC AOT 145**. 2005. Disponível em: <http://www.cteep.com.br/informacoes/centro_inf_ref/congre_semi/sims/Arquivos/2.doc>. Acesso em: 15 out. 2007.

ORTIZ, Elio Celso; GANDOLFO, Roberto. **Transformadores de Corrente e de Potencial, a gás SF₆, para subestações convencionais e compactas**. In: XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu. 1999.

PAULINO, Marcelo E. de C.; APOSTOLOV, A. **Testes de Sistemas de Automação de Subestação Complexos Baseados na IEC 61850**. VII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Salvador (Ba). 2007.

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.

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.

RODRIGUES, José Roberto Moreira; HOGA, Clemens. **Protocolo IEC 61850**. Revista O Setor Elétrico, Ano 2, Edição 24, Janeiro de 2008, p. 62 – 69.

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.

SAWA, Takeshi; KUROSAWA, Kiyoshi; KAMINISHI, Tohru; YOKOTA, Takeshi. **Development of optical instrument transformers**. In: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, nº 2, April 1990.

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.

SJÖVALL, Knut. **Outdoor Instrument Transformer: Application Guide**. ABB Power Technologies. 2.1 ed. 2004. 122 p. Disponível em: <<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=1HSM%209543%2040-00en&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch>>. Acesso em: 19 abr. 2008.

TRAFO. **Transformador de potencial capacitivo: uso externo 72,5 a 420 kV**. 2005. 2 p.. Disponível em: <http://www.trafo.com.br/pdf/Trafo_capacitivo.pdf>. Acesso em: 9 set. 2008

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.

UNGRAD, Helmut; WINKLER, Wilibald; WISZNIEWSKI, Andrzej. **Protection Techniques in Electrical Energy Systems**. Marcel Dekker, Inc. 1995. 387 p.

VANDELEENE, Jean-Pierre. **Non-Conventional Sensors in Modern Switchgear**. Recife. 18 jun. 2008.

WESTINGHOUSE Electric Corporation. Applied Protective Relaying. 2nd Printing. Coral Springs (United States of America). 1979.

ZANG, Jian; YUAN, Zhenhai; LI Yansong; GUO, Zhizhong. **A new method to realize the relay protection of AOCT following IEC61850**. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/iel5/4115872/4115873/04116093.pdf?tp=&arnumber=4116093&isnumber=4115873>>. Acesso em: 18 mai. 2007.

ZOCHOLL, Stanley E. **Análise e aplicação de transformadores de corrente**. Schweitzer Engineering Laboratories. 2004. 95 p.

ANEXO I

Texto enviado para os profissionais consultados sobre os TIs ópticos

Prezado Senhor,

Sou mestrando em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, e a minha pesquisa é a respeito da aplicação de transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs) baseados em tecnologias a fibras ópticas em sistemas operando em tensões maiores ou iguais a 138 kV.

Como é de grande interesse avaliar a aceitação dessas novas tecnologias pelos profissionais e empresas do setor, venho, através deste meio, solicitar a sua preciosa colaboração com essa pesquisa respondendo à seguinte pergunta:

"Se os custos de aquisição dos TCs e TPs ópticos fossem competitivos com os dos TCs e TPs convencionais e o senhor estivesse em posição de efetuar uma escolha, por qual das tecnologias optaria? Por quê?"

Obs. 1: Aqui são chamados de TCs e TPs convencionais aqueles que possuem enrolamentos de cobre e núcleo ferromagnético, incluindo-se, no caso dos TPs, os que utilizam divisores capacitivos (TPCs).

Obs. 2: Caso deseje maiores informações acerca dos TCs e TPs ópticos para responder à pergunta, poderei enviar-lhe algum material sobre o tema, bastando responder a este e-mail solicitando tais informações.

Em virtude do prazo de que disponho para tabular os resultados dessa enquete ser curto, gostaria de poder contar com a sua resposta o mais breve possível.

Agradeço desde já a sua gentileza e colaboração.

ANEXO II – Relação de ocorrências no SIN envolvendo TIs

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
1	4/9/2005	Desligamento automático do transformador 04T1 da SE Jaguarari, pela atuação acidental da proteção de sobretensão temporizada associada ao transformador, devido a falha/defeito no TPC, que provocou o aparecimento de sobretensão de origem secundária. Houve interrupção de cerca de 15MW de cargas	TPC	00:23
2	14/10/2005	Desligamento da LT 138kV Olaria - Pedro Ernesto (Linha 111), devido a explosão do TC da fase A, por atuação da proteção diferencial de barras, da subestação Pedro Ernesto. Houve o desarme da Linha de Transmissão de 138 kV Cascadura - Triagem no mesmo horário, devido oscilação. Em consequência, houve interrupção de 300 MW de cargas da LIGHT nos bairros Ilha do Governador, Fundão, Olaria, Ramos, Bonsucesso e Penha, e no aeroporto do Galeão, na cidade do Rio de Janeiro.	TC	01:04
3	17/10/2005	Desligamento da LT 230 kV Lajeado Grande / Caxias 5, de propriedade da Eletrosul. Interrupção de 39,1 MW de cargas da RGE na região de Farroupilha, no Estado do Rio Grande do Sul. A causa: princípio de incêndio e vazamento em TPC da referida LT.	TPC	0:32
4	13/1/2006	Desligamento automático do barramento de 230 kV da UHE Governador Parigot de Souza, das LTs 230 kV Governador Parigot de Souza / Uberaba e Governador Parigot de Souza / Pilarzinho, dos dois transformadores 230/138 kV de 150 MVA e das quatro UGs da UHE Governador Parigot de Souza. Interrupção de 116,5 MW de cargas da Copel, nos municípios de Praia do Leste, Guaratuba, Paranaguá e Matinhos, no litoral do Estado do Paraná. Causa: incêndio em TC da LT 230 kV Governador Parigot de Souza / Uberaba, na UHE Governador Parigot de Souza.	TC	00:43

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
5	6/2/2006	<p>A perturbação teve início com uma falha monofásica na LI 138 kV Adrianópolis - Cepel C2, envolvendo a fase B, devido a incêndio no TC do terminal do CEPEL. Durante a perturbação ocorreu a atuação incorreta da proteção diferencial de barras do setor de 138 kV da SE Adrianópolis, desligando as seguintes linhas de transmissão e os seguintes equipamentos ligados a essa barra:</p> <p>Banco de Autotransformadores AT-1A, AT-1B, AT-2A e AT-2B, todos de 345/138/13,8 kV</p> <p>LI 138 kV Adrianópolis - Cepel C 1 e C 2</p> <p>LIs 138 kV Adrianópolis - Magé C 1 e C 2.</p> <p>LIs 138 kV Adrianópolis - Alcântara C 1, C 2 e C 3.</p> <p>LI 138 kV Adrianópolis- Imbariê – Alcântara.</p> <p>Barras de operação de 138 kV 1 e 2 e disjuntor de amarre 606.</p> <p>Houve interrupção de 143,2 MW de cargas da AMPLA..</p>	TC	00:40
6	6/2/2006	<p>Desligamento automático das SEs 138 kV Pedro Ernesto, Supersônico Galeão, Fundão, Guanabara e Governador.</p> <p>Interrupção de 150 MW de cargas da Light, na Ilha do Governador, no Estado do Rio de Janeiro.</p> <p>A causa foi avaria do TC de uma das fases do cabo subterrâneo em 138 kV.</p>	TC	01:01
7	6/2/2006	<p>Ocorreu perturbação geral na subestação de Brisamar 138 kV (Light).</p> <p>Motivo: Explosão de TP em Brisamar, na LT 138 kV Santa Cruz - Brisamar C 1.</p> <p>Cargas interrompidas: 20 MW em Brisamar e 18,4 MW em Muriqui (AMPLA).</p> <p>Às 20h17min foi normalizada a subestação e as cargas, exceto a LT Santa Cruz - Brisamar C 1, que permanecerá impedida aguardando substituição do TP.</p>	TP	00:25
8	17/2/2006	<p>Desligamento automático da LT 500 kV Luiz Gonzaga-Olindina (05S4), devido a um curto-circuito monofásico, envolvendo a fase "B", provocado pela explosão do TC 95S4, desta mesma fase, associado ao disjuntor de 500 kV - 15S4, na SE Olindina.</p>	TC	00:50

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
9	18/2/2006	Desligamento automático dos transformadores N° 1 (04T1) e N° 2 (04T2) de 230/69 kV de 33 MVA da SE Banabuiú. Interrupção de 38 MW de cargas da Coelce, nas cidades de Castanhão, Morada Nova, Juatama, Senador Pompeu e Banabuiú, no Estado do Ceará. Às 20h51, ocorreu novo desligamento automático dos transformadores N° 1 (04T1) e N° 2 (04T2) de 230/69 kV de 33 MVA da SE Banabuiú, interrompendo novamente as cargas. A causa foi descarga atmosférica na SE Castanhão, da Coelce, ocasionando explosão do TC, TP e pára-raios associados à LT 69 kV Banabuiú / Castanhão, no terminal da SE Castanhão	TP / TC	00:32
10	22/2/2006	Desligamento automático dos barramentos de 69 kV e de toda transformação 230 / 69 kV da SE Bongi. Interrupção de 264 MW de cargas da Celpe, na região metropolitana da cidade do Recife. A causa foi curto-circuito causando a explosão de TC associado ao disjuntor de transferência 12D1 no setor de 69 kV, quando de realização de manobras de fechamento das chaves seccionadoras associadas, para normalização da configuração do barramento, após intervenção no referido disjuntor.	TC	00:34
11	26/2/2006	Desligamento automático de todos os equipamentos conectados à Barra de 230 kV da subestação Quinta da CEEE. Houve interrupção de 78 MW de cargas da CEEE distribuição, na Região metropolitana de Pelotas, cidades de Rio Grande e Santa Vitória do Palmar, no Estado do Rio Grande do Sul. A causa foi explosão do TC da fase A do reator da SE Quinta, seguida de incêndio no equipamento.	TC	01:05
12	1/4/2006	Desligamento automático das LTs 230 kV Rio Verde/Rondonópolis C1 e C2, Barra do Peixe/Rondonópolis, e LT 138 kV Rio Verde/Couto Magalhães, desligando todas as unidades geradoras das UHEs de Manso, Guaporé, Itiquira, Ponte de Pedra e Jauru. Houve interrupção de 517 MW de cargas da Cemat, no Estado do Mato Grosso, e 30 MW da Celg, no Estado de Goiás. A causa está sendo pesquisada por Furnas e pela Eletronorte. O tempo era chuvoso com grande incidência de descargas atmosféricas na região. No momento do desligamento, houve explosão de um TC de 138 kV na LT 138kV Coxipó/Barro Duro C 2 na SE Coxipó..	TC	Celg: 0:34 e Cemat: 1:10 e 1:45

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
13	18/4/2006	Desligamento automático do Barramento BR A de 525 kV da SE Nova Santa Rita e da LT 525 kV Gravataí – Nova Santa Rita, devido a explosão do TC da fase C do vão do disjuntor DJ 1102, associado à esta LT, que provocou um curto-circuito interno à Barra, envolvendo a fase C e a terra.	TC	00:33
14	9/6/2006	Desligamento automático do Transformador VCTF6-05, 33 MVA – 230/69/13,8 kV, da SE Vila do Conde, provocado pela correta atuação da sua proteção diferencial, devido a um curto-circuito no TC da seção central do vão em 230 kV deste transformador.	TC	00:07
15	16/6/2006	Desligamento automático do Barramento de 69 kV da SE Matatu, através do desligamento dos três Transformadores 230/69 kV 04T1, 04T2 e 04T3 desta SE e da LT 69 kV Matatu – Pituaçu J5, devido à falha provocada pela explosão do TC da fase “A” da LT 69 kV Matatu - Central 02V5 e pelo rompimento de “Jumper” da LT 69 kV Matatu – Graça 02V6, no terminal da SE Matatu. Houve interrupção de 164 MW de cargas derivadas da SE Matatu..	TC	01:33
16	8/7/2006	Desligamento automático da LT 230 kV Sobradinho-Juazeiro II (04S2), provocado por falha no TP da fase B, do terminal da referida LT na SE Juazeiro II, o que provocou a atuação accidental, neste terminal, da proteção de sobretensão temporizada, associada ao enlace de teleproteção, sinalizando no terminal de Sobradinho recepção de transferência de disparo.	TP	00:13
17	17/7/2006	Desligamento automático da LT 230 kV Sobradinho-Juazeiro II (04S2), devido à falha no TP da fase B da referida LT, no terminal de Juazeiro II, tendo por consequência ocorrido a atuação accidental, neste terminal, da proteção de sobretensão temporizada, associada ao enlace de teleproteção, sinalizando em Sobradinho recepção de transferência de disparo. Esta perturbação foi recorrente, já tendo ocorrido outra idêntica em 08/07/2006. A CHESF informou ter identificado resposta secundária desse equipamento, com forma de onda de tensão distorcida, providenciando a substituição do TP da fase B.	TP	00:10

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
18	20/7/2006	Desligamento automático da LT 500 kV Jaguará-Bom Despacho 3 C2, por atuação accidental da proteção de distância (P437-Areva), no terminal de Jaguará, com transferência de disparo para o terminal de Bom Despacho 3. A causa da atuação da proteção foi uma subtensão nos secundários do TPC da fase Vermelha (fase A – CEMIG), em decorrência de um curto-circuito provocado por um anfíbio da família das racoforídeas (perereca) na caixa de concentração dos TPCs, antes do fusível.	TPC	00:05
19	26/7/2006	A perturbação teve início com a incidência de um curto-circuito monofásico localizado no Barramento de 69 kV da SE Seccionadora Pau Ferro (CELPE), suprida a partir do setor de 69 kV da SE Pau Ferro (CHESF), provocado por falha no TP conectado ao referido barramento. Nesta ocasião, ocorreram os desligamentos automáticos de todos os disjuntores de 69 kV conectados ao barramento “02BP” da SE Pau Ferro (CHESF) pela atuação incorreta da proteção de sobrecorrente de neutro temporizada 51N associada ao transformador de aterramento 02A1 para o defeito no barramento de 69 kV da SE Seccionadora Pau Ferro (CELPE). A CHESF informou que houve perda de coordenação entre as proteções de sobrecorrente residuais temporizadas dos terminais das linhas de 69 kV Pau Ferro - Seccionadora Pau Ferro (02N5/02N6) e do Transformador de aterramento 02A1, devido a erro de ajuste, já normalizado. Como consequência do desligamento automático do barramento de 69 kV “02BP” da SE Pau Ferro, houve uma interrupção total de 68 MW de cargas da distribuidora CELPE.	TP	0:14 (para cargas) e 7:21 para a SE
20	30/7/2006	Desligamento automático da LT 138 kV Passo Fundo – Erechim, devido á ocorrência de um curto-circuito provocado pela explosão do TP na SE Erechim. Houve interrupção de 29 MW de cargas radiais da SE Erechim.	TP	00:03

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
21	16/8/2006	Desligamento automático da LT 138 kV Passo Fundo–Erexim, no terminal de Passo Fundo, devido a um curto-circuito trifásico franco, próximo à SE Passo Fundo, provocado por forte temporal, o qual provocou a saturação do TC que alimenta a proteção diferencial de barra, ocasionando desta forma a atuação incorreta da mesma para um defeito localizado na linha de transmissão e com isto a conseqüente desenergização do barramento Principal de 138 kV da SE Passo Fundo, desligando adicionalmente os lados de média tensão dos Autotransformadores interligadores TF 3 e TF 5, 84 MVA - 230/138/13,8 kV e o lado de alta do Transformador TF 4, 25 MVA - 138/23 kV. Houve interrupção de 43 MW de cargas da RGE, nas subestações Passo Fundo e Erexim.	TC	00:46
22	28/11/2006	Desligamento automático da Barra 1B de 440 kV da SE Jupia, devido à ocorrência de uma falha interna, provocada pela explosão do TC de 440 kV do vão do TR/UG 09 (CESP) da UHE Jupia, provocando os seguintes desligamentos: LT 440 kV Jupia – Três Irmãos. LT 440 kV Jupia – Bauru C2. UGs 7, 9, 10, 11 e 12 da UHE Jupia, com 658 MW de geração total.	TC	01:45
23	29/11/2006	Desligamento automático da Barra 01 de 88 kV da SE Pirituba, devido a um curto-circuito provocado pela explosão do conjunto de TC e TP de medição de faturamento da ELETROPAULO, localizado no terciário do Transformador de aterramento, eliminado por atuação correta de sua proteção, desligando as seguintes linhas e equipamentos: LT's 88 kV Pirituba – Casa Verde C1 e C2. LT's 88 kV Pirituba – Vila Rami C1 e C2. Alimentador 1 de 88 kV. TR's 01 e 03, 230/88 kV da SE Pirituba. Houve interrupção de 230 MW de cargas da ELETROPAULO.	TP / TC	00:39
24	18/12/2006	Desligamento automático do Banco de Transformadores UGTF6-03, 230/69/13,8 kV – 150 MVA, da SE Utinga, por atuação acidental da proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V), do lado de 69 kV, causada pela queima de fusível no secundário do TP deste setor. Não houve rejeição de carga.	TP	00:29

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
25	28/12/2006	Desligamento automático da transformação 230/69 kV (4 transformadores de 100 MVA cada) da SE Delmiro Gouveia, do lado de 69 kV dos transformadores de 230/69 kV (3 transformadores de 100 MVA cada) da SE Sobral II e de 4 circuitos alimentadores de 69 kV da SE Fortaleza. Em consequência, houve interrupção de 420 MW de cargas da Coelce, na região atendida pelas SEs Delmiro Gouveia (242 MW), Sobral II (100 MW) e Fortaleza (78 MW), no Estado do Ceará. A causa foi curto-circuito provocando a explosão da fase B do TC do banco de capacitor de 69 kV (H3) da SE Delmiro Gouveia.	TC	00:15
26	31/1/2007	Desligamento automático do Autotransformador TF3, 525/230/13,8 kV – 672 MVA, da SE Santo Ângelo, por atuação accidental da proteção de sobrecorrente residual, com causa desconhecida, durante a comutação de tapes do mesmo. No dia 12/01/2007 esta proteção apresentou defeito e foi necessária a troca do cartão de sobrecorrente. A ELETROSUL informou que localizou mau contato na conexão da fiação do circuito de corrente do TC associado ao disjuntor DJ1050 com o pente de entrada do relé de proteção (UR T60). O pente foi substituído e feito o reaperto em todo o circuito secundário do TC do disjuntor DJ 1050.	TC	02:37
27	18/2/2007	Desligamento automático da LT 138 kV Dourados das Nações–Dourados Santa Cruz, apenas no terminal de Dourados Santa Cruz, pela atuação incorreta da proteção Primária de distância local, em virtude da perda de potencial da fase B para este relé de distância, tendo em vista o desarme do disjuntor de corrente alternada da caixa do TP.	TP	00:08
28	25/2/2007	Desligamento automático das LTs 138 kV Joinville – Joinville Quatro C1 e C2, nos terminais de Joinville, pelas atuações das proteções Primárias de distância, 2 ^{as} zonas, devido à ocorrência de um curto-circuito monofásico na Barra de 138 kV da SE Joinville Quatro, provocado pelo estouro do TP da fase B desta Barra. Houve interrupção de 145,45 MW de cargas da CELESC na SE Joinville Quatro e dos Consumidores Industriais TUPY, WTL, DOHLER COMFIO, CÔNSUL, SCHULZ E EMBRACO.	TP	00:05

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
29	2/3/2007	<p>Desligamento automático de todos os disjuntores conectados aos Barramentos de 69 kV, 02BP e 02B1, da SE Natal II, provocando a desenergização do setor de 69 kV desta SE, interrompendo o suprimento a 315,63 MW de cargas da distribuidora COSERN, afetando a região metropolitana de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte.</p> <p>A perturbação foi provocada pela explosão do TP de 69 kV - "82T7", associado ao "bay" de conexão do Compensador Estático 06Q2 ao Barramento de 69 kV - 02B1, ocasionando um curto-circuito monofásico, envolvendo a fase "C". Os Transformadores 04T1, 04T2, 04T3 e 04T4, 230/69 kV – 100 MVA, da SE Natal II, ficaram energizados em vazio pelo setor de 230 kV.</p> <p>Na ocasião ocorreu o desligamento automático, na UE Rio do Fogo, das Unidades Geradoras 01G1, 01G2, 01G3 e 01G4, rejeitando 30 MW de geração.</p>	TP	00:34
30	6/3/2007	<p>Desligamento automático do grupo gerador G2 de 138 kV – 69 MVA da UHE Fundão, provocado pela avaria do TC da fase C.</p> <p>O grupo estava gerando 60 MW.</p> <p>Houve atuação da proteção para falhas a terra dos enrolamentos do estator.</p>	TC	08:08
31	10/5/2007	<p>Desligamento automático do Reator de Barra RB-1 de 230 kV – 30 MVar da UTE Presidente Médici devido à atuação acidental da proteção de subtensão do mesmo, em decorrência de um mau contato em fusível do lado de baixa do TP da Barra de 230 kV.</p>	TP	00:21
32	15/5/2007	<p>Desligamento automático da LT 230 kV Paulo Afonso - Itabaiana 04S7, devido à atuação acidental no terminal de Itabaiana da proteção de sobretensão temporizada, com envio de sinal de transferência de disparo para o terminal de Paulo Afonso.</p> <p>A perturbação foi coincidente com a realização de manobras na SE Itabaiana de transferência do Disjuntor de 230 kV 14S7 associado à referida LT, e ocorreu quando da manobra de abertura da Chave Seccionadora de 230 kV 34S7-5. A CHESF identificou defeito no TPC da fase A do terminal dessa LT na SE Itabaiana.</p>	TP	00:16

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
33	16/5/2007	<p>Desligamento automático do Banco de Autotransformadores ATF-A, 230/138/13,8 kV – 150 MVA, da SE Maringá, por atuação accidental da proteção diferencial (87) e relé de bloqueio associado, durante a realização de manobras para transferência do disjuntor do lado Primário.</p> <p>A causa da atuação accidental da proteção diferencial foi erro de relação do TC do Disjuntor de Transferência de 230 kV que alimenta a proteção diferencial.</p>	TC	00:09
34	1/6/2007	<p>Desligamento automático do Barramento de 230 kV da SE Campos Novos, por atuação da proteção diferencial, provocado pela explosão do TC da fase A do terminal de Campos Novos da LT 230 kV Campos Novos – UHE Barra Grande, vindo a desligar os seguintes componentes:</p> <p>a) LT 230 kV Campos Novos – Barra Grande, em ambos os terminais;</p> <p>b) LTs 230 kV Campos Novos – UHE Campos Novos C1 e C2, no terminal de Campos Novos.;</p> <p>c) Transformadores TF-1, TF-2 e TF-7, todos de 525/230/13,8 kV – 672 MVA da SE Campos Novos, em seus lados Secundários.</p> <p>d) Transformadores TF-3, TF-4 e TF-5, todos de 230/138/13,8 kV – 150 MVA da SE Campos Novos, em seus lados Primários.</p> <p>Na UHE Barra Grande houve o desligamento automático do Barramento P de 230 kV, por atuação incorreta da proteção diferencial, vindo a desligar os seguintes componentes:</p> <p>a) LT 230 kV Lagoa Vermelha 2 – Barra Grande, somente no terminal de Barra Grande.</p> <p>b) Grupos Geradores G1, G2 e G3, todos de 230 kV – 245 MVA.</p> <p>Houve também, na UHE Campos Novos, os desligamentos dos Grupos Geradores GH1 e GH2, pelas atuações incorretas de suas proteções de sobrefrequência e do Grupo GH3, por atuação incorreta da proteção de sobrecorrente de neutro.</p> <p>A UHE Campos Novos estava gerando 790 MW e a UHE Barra Grande 400 MW.</p>	TC	01:31

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
35	2/6/2007	Desligamento automático da Barra de 230 kV da UHE Chavantes, por atuação da proteção diferencial de Barras, devido à falha interna provocada pela explosão da fase C do TC associado à UG 03. Desligaram os seguintes componentes: LT 230 kV Assis – Chavantes, no terminal de Chavantes. LTs 230 kV Botucatu – Chavantes C3 e C4, nos terminais de Chavantes. LT 230 kV Chavantes – Piraju, no terminal de Chavantes. Transformadores TR-5 e TR-6, ambos de 230/88/13,8 kV – 30 MVA, da UHE Chavantes, em seus lados Primários. Grupos Geradores GE-2, GE-3 e GE-4, todos de 230 kV – 115 MVA da UHE Chavantes.	TC	00:54
36	11/6/2007	Desligamento automático das LTs 69 kV Criciúma – Siderópolis C1 e C2 e Forquilha – Siderópolis, nos terminais de Siderópolis, devido a falha provocada pela explosão do TP da Barra de 69 kV da SE Forquilha. Houve interrupção de 133 MW de cargas da CELESC nas subestações Criciúma, Criciúma Floresta, Forquilha, Içara, M. A Fumaça, Maracajá, Araranguá, Ermo e Sombrio e consumidores industriais Cecrisa, Carb. Criciúma, Cerâmica Eldorado e Cerâmica Portinari.	TP	02:02
37	14/6/2007	Desligamento automático do TR-1, 230/88 kV da SE Mogi por atuação acidental da proteção de sobrecorrente com restrição de tensão. No dia 13/06/2007 o Transformador foi liberado em urgência para desconexão dos 3 TPs do lado Secundário devido a vazamento acentuado de óleo no TP da fase Vermelha (fase C – CTEEP), ficando a proteção sem restrição de tensão. Com o aumento da carga foi atingido o valor de “pick-up” da unidade de sobrecorrente, o que provocou o desligamento do Transformador. Às 18h09min foram transferidas pela BANDEIRANTES 132 MW de cargas da SE Mogi para a SE Nordeste..	TP	6:38
38	15/6/2007	Desligamento automático da LT 69 kV Charqueadas – Guaíba 1, somente no terminal de Charqueadas e do Transformador TR 1, 230/69/13,8 kV da SE Guaíba 2, devido à falha provocada pela explosão do TP da Barra de 69 kV da SE Guaíba 1. Houve a interrupção de 53 MW de cargas da CEEE-D nas SEs Guaíba 1, RIO e PPB.	TP	01:26

Item	Data	Descrição	Equipamento envolvido	Duração
39	17/7/2007	Desligamento automático do Barramento de 230 kV, da SE Cascavel Oeste, devido a um curto-circuito, provocado pela explosão do TP da fase B, corretamente eliminado pela atuação da proteção diferencial da fase B, do Barramento de 230 kV, desligando os seguintes componentes ligados a este Barramento: LT 230 kV Cascavel–Cascavel Oeste C1 e C2; LT 230 kV Cascavel Oeste–Guaíra; Banco de Autotransformadores BTF A; Banco de Autotransformadores BTF B.	TP	2:13
40	17/10/2007	Desligamento automático do setor de 138 kV da SE Emborcação e rejeição de 190 MW de geração da UHE Amador Aguiar I (Capim Branco I). Em consequência, houve a interrupção de 80 MW de cargas da Celg, atingindo consumidores da cidade de Catalão, no Estado de Goiás. A causa do desligamento foi a explosão do TC da LT 138 kV Emborcação / Coromandel, na UHE Emborcação, causando atuação da proteção diferencial de barra.	TC	00:58
41	09/03/2008	Desligamento automático do setor de 138 kV da SE Rio Claro (CTEEP). Em consequência, houve a interrupção de 218 MW de cargas da Elektro, atingindo o consumidor industrial Formigres e as cidades de Rio Claro, Itirapina, Araras, Leme, Cordeirópolis e Iracemápolis, no Estado de São Paulo. A causa do desligamento foi a explosão do TP da fase 'V' da LT 138 kV Rio Claro I / Limeira C-2, na SE Rio Claro.	TP	00:20

Tabela 23 – Relação de ocorrências no SIN envolvendo TIs

ANEXO III – Valores de PLD

O texto abaixo foi retirado, em sua íntegra, do site da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e traz alguns esclarecimentos sobre o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) utilizado no mercado de energia.

Em seguida, é apresentada a tabela com os valores do PLD para os diversos sub-mercados, diferenciados em carga leve, média e pesada para o período de janeiro a dezembro de 2008. Esses valores também foram obtidos do site da CCEE. Ao final da tabela, é apresentado o valor médio do PLD por sub-mercado e por tipo de carga e, também, um valor médio nacional, que é a média das médias.

Preço de Liquidação das Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no SCL.

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

As usinas que apresentarem limitações operativas (inflexibilidade) para o cumprimento de despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimentos da carga a ser atendida. Contudo, se a unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de geração obrigatória (inflexível) e estiver programada para gerar acima desse nível (flexível), esse será considerado na formação do preço. As gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades também não são consideradas no processo de formação do PLD.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do

sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

Período		Valor PLD (R\$)					
Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S
29/12/2007	4/1/2008	247,01	247,01	247,01	247,01	247,01	247,01
5/1/2008	11/1/2008	475,53	473,3	472,21	475,53	473,3	472,21
12/1/2008	18/1/2008	569,59	569,59	569,59	569,59	569,59	569,59
19/1/2008	25/1/2008	569,59	569,59	569,59	569,59	569,59	569,59
26/1/2008	1/2/2008	550,28	550,28	550,28	550,28	550,28	550,28
2/2/2008	8/2/2008	256,05	255,93	253,32	256,05	255,93	253,32
9/2/2008	15/2/2008	124,75	122,93	122,33	124,75	124,75	122,33
16/2/2008	22/2/2008	163,45	163,45	155,84	163,45	163,45	155,84
23/2/2008	29/2/2008	217,48	216,94	207,36	217,48	216,94	207,36
1/3/2008	7/3/2008	140,14	140,01	137,23	140,14	140,08	137,23
8/3/2008	14/3/2008	135,26	135,26	129,66	135,26	135,26	129,66
15/3/2008	21/3/2008	179,91	174,41	173,39	179,91	178,54	173,39
22/3/2008	28/3/2008	80,48	71,08	63,99	85,52	85,52	63,99
29/3/2008	4/4/2008	88,21	85,23	82,27	93,36	93,36	82,27
5/4/2008	11/4/2008	121,95	117,14	115,62	124,13	124,13	115,62
12/4/2008	18/4/2008	70,01	68,18	68,18	74,01	74,01	68,18
19/4/2008	25/4/2008	48,74	43,94	15,47	51,6	51,08	15,47
26/4/2008	2/5/2008	42,11	41,33	39,19	42,11	41,38	39,19
3/5/2008	9/5/2008	29,66	29,32	28,48	29,66	29,32	28,48
10/5/2008	16/5/2008	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47
17/5/2008	23/5/2008	34,77	34,29	33,45	34,77	34,29	33,45
24/5/2008	30/5/2008	51,62	51,11	49,34	51,62	51,11	49,34
31/5/2008	6/6/2008	76,89	76,12	76,12	76,89	76,12	76,12
7/6/2008	13/6/2008	77,02	76,16	76,03	77,02	76,16	76,03
14/6/2008	20/6/2008	71,74	70,5	69,88	71,74	70,5	69,88
21/6/2008	27/6/2008	77,73	76,72	76,72	77,73	76,72	76,72
28/6/2008	4/7/2008	89,07	88,11	88,11	89,07	88,11	88,11
5/7/2008	11/7/2008	91,79	91,32	91,32	91,79	91,32	91,32
12/7/2008	18/7/2008	103,31	102,58	102,53	103,31	102,58	102,53
19/7/2008	25/7/2008	111,69	110,23	110,12	111,69	110,23	110,12
26/7/2008	1/8/2008	147,75	146,66	145,35	147,75	146,66	145,35
2/8/2008	8/8/2008	140,43	138,64	138,25	140,43	138,64	138,25
9/8/2008	15/8/2008	121,54	117,87	117,49	121,54	117,87	117,49
16/8/2008	22/8/2008	81,49	80,13	77,05	77,05	77,05	77,05
23/8/2008	29/8/2008	74,29	72,65	69,38	66,79	66,79	66,79
30/8/2008	5/9/2008	96,02	93,25	93,25	93,25	93,25	93,25

Tabela 24 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008

Período		Valor PLD (R\$)					
Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S
6/9/2008	12/9/2008	109,04	105,83	105,62	106,66	105,83	105,62
13/9/2008	19/9/2008	122,97	119,06	118,04	118,04	118,04	118,04
20/9/2008	26/9/2008	126,19	121,19	120,97	120,97	120,97	120,97
27/9/2008	3/10/2008	101,8	100,39	100,23	101,8	100,39	100,23
4/10/2008	10/10/2008	98,98	98,1	97,53	98,98	98,1	97,53
11/10/2008	17/10/2008	76,91	75,98	74,28	74,51	74,34	74,28
18/10/2008	24/10/2008	94,07	93,23	93,2	94,07	93,23	93,2
25/10/2008	31/10/2008	100,76	99,75	98,71	100,76	99,75	98,71
1/11/2008	7/11/2008	105,42	105,39	103,73	103,73	103,73	36,41
8/11/2008	14/11/2008	120,15	120,12	115,28	104,08	104,08	104,08
15/11/2008	21/11/2008	113,85	113,75	109,17	100,21	100,21	100,21
22/11/2008	28/11/2008	93,74	93,6	91,04	91,04	91,04	91,04
29/11/2008	5/12/2008	97,08	95,35	95,35	95,35	95,35	95,35
6/12/2008	12/12/2008	103,56	103,56	103,42	103,56	103,56	103,42
13/12/2008	19/12/2008	113,15	113,15	113,15	113,15	113,15	113,15
20/12/2008	26/12/2008	91,74	91,74	91,34	91,74	91,74	91,34
Valores Médios (R\$)		139,27	137,83	135,81	138,38	137,88	134,07

Tabela 25 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008 (cont.)

Período		Valor PLD (R\$)					
Data Início	Data Fim	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
29/12/2007	4/1/2008	247,01	247,01	247,01	247,01	247,01	247,01
5/1/2008	11/1/2008	475,53	473,3	472,21	475,53	473,3	472,21
12/1/2008	18/1/2008	569,59	569,59	569,59	569,59	569,59	569,59
19/1/2008	25/1/2008	548,14	548,14	548,14	569,59	569,59	569,59
26/1/2008	1/2/2008	550,28	550,28	550,28	550,28	550,28	550,28
2/2/2008	8/2/2008	256,05	256,05	256,05	256,05	256,05	253,32
9/2/2008	15/2/2008	126,3	126,3	126,3	124,75	122,93	122,33
16/2/2008	22/2/2008	180,33	180,33	180,33	163,45	163,45	155,84
23/2/2008	29/2/2008	247,02	247,02	247,02	217,48	216,94	207,36
1/3/2008	7/3/2008	137,69	135,19	135,19	137,69	135,19	135,19
8/3/2008	14/3/2008	127,15	125,78	124,86	127,15	125,78	124,86
15/3/2008	21/3/2008	168,71	167,6	167,6	168,71	167,6	167,6
22/3/2008	28/3/2008	80,48	80,48	80,48	80,48	71,08	63,99
29/3/2008	4/4/2008	85,8	85,23	85,23	85,8	85,23	15,47
5/4/2008	11/4/2008	113,25	113,25	113,25	113,25	113,25	15,47
12/4/2008	18/4/2008	70,01	68,18	68,18	70,01	68,18	15,47
19/4/2008	25/4/2008	48,74	48,24	48,24	48,74	43,94	15,47
26/4/2008	2/5/2008	42,11	41,33	41,33	42,11	41,33	15,47
3/5/2008	9/5/2008	29,66	29,32	29,32	29,66	29,32	15,47
10/5/2008	16/5/2008	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47
17/5/2008	23/5/2008	34,77	34,29	34,29	34,77	34,29	15,47
24/5/2008	30/5/2008	51,62	51,11	51,11	51,62	51,11	15,47
31/5/2008	6/6/2008	72,61	71,85	71,85	72,61	71,85	71,85
7/6/2008	13/6/2008	77,02	76,16	76,03	77,02	76,16	76,03
14/6/2008	20/6/2008	71,74	70,51	69,88	71,74	70,51	69,88
21/6/2008	27/6/2008	77,73	76,72	76,72	77,73	76,72	76,72
28/6/2008	4/7/2008	89,07	88,11	88,11	89,07	88,11	88,11
5/7/2008	11/7/2008	91,79	91,32	91,32	91,79	91,32	91,32
12/7/2008	18/7/2008	103,31	102,58	102,53	103,31	102,58	102,53
19/7/2008	25/7/2008	111,69	110,23	110,12	111,69	110,23	110,12
26/7/2008	1/8/2008	147,75	146,66	145,35	147,75	146,66	145,35
2/8/2008	8/8/2008	140,43	138,64	138,25	140,43	138,64	138,25
9/8/2008	15/8/2008	121,54	117,87	117,49	121,54	117,87	117,49
16/8/2008	22/8/2008	81,49	80,13	77,05	81,49	80,13	77,05

Tabela 26 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008 (cont.)

Período		Valor PLD (R\$)					
Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S
23/8/2008	29/8/2008	74,06	72,65	69,38	74,29	72,65	69,38
30/8/2008	5/9/2008	96,02	93,25	93,25	96,02	93,25	93,25
6/9/2008	12/9/2008	108,86	105,83	105,62	109,04	105,83	105,62
13/9/2008	19/9/2008	122,48	119,06	118,04	122,97	119,06	118,04
20/9/2008	26/9/2008	126,19	121,19	120,97	126,19	121,19	120,97
27/9/2008	3/10/2008	101,8	100,39	100,23	101,8	100,39	100,23
4/10/2008	10/10/2008	98,98	98,1	97,53	98,98	98,1	97,53
11/10/2008	17/10/2008	76,91	75,98	74,28	76,91	75,98	74,28
18/10/2008	24/10/2008	94,07	93,23	93,2	94,07	93,23	93,2
25/10/2008	31/10/2008	100,76	99,75	98,71	100,76	99,75	98,71
1/11/2008	7/11/2008	105,42	105,39	103,73	105,42	105,39	103,73
8/11/2008	14/11/2008	120,15	120,12	115,28	120,15	120,12	115,28
15/11/2008	21/11/2008	113,85	113,75	109,17	113,85	113,75	109,17
22/11/2008	28/11/2008	93,74	93,6	91,04	93,74	93,6	91,04
29/11/2008	5/12/2008	97,08	95,35	95,35	97,08	95,35	95,35
6/12/2008	12/12/2008	103,56	103,56	103,42	103,56	103,56	103,42
13/12/2008	19/12/2008	113,15	113,15	113,15	113,15	113,15	113,15
20/12/2008	26/12/2008	91,74	91,74	91,34	91,74	91,74	91,34
Valores Médios (R\$)		139,05	138,08	137,50	138,56	137,27	129,55

Tabela 27 – Valor do PLD no período de jan. a dez. de 2008 (cont.)

ANEXO IV – Catálogos de TIs ópticos

NXTPHASE

data sheet

NXCT Optical Current Sensor

The NxtPhase Optical Current Sensor brings a new level of accuracy to current sensing over the range between 1 A_{rms} and 63 kA_{rms}. A lightweight dry type insulator and window head design allow pedestal mounting or suspension from rigid bus. The reduced size and weight are attractive benefits over conventional oil-filled equipment, allowing placement in compact substations, or in retrofit applications where space may be limited. Broad dynamic range makes the NXCT particularly suited for independent merchant plants who demand extreme accuracy at both full power output and station service draw.

Metering and Protection Accuracy

The NXCT design permits measurements to be made with the highest possible accuracy and stability. To address stringent revenue metering applications, performance exceeds IEC Class 0.2S and IEEE Class 0.3 accuracy (optional 0.15%) with a dynamic range that extends from 1 A to 4000 A. The NXCT has ultra accurate and stable phase measurement, which is critical for intertie metering. For protection applications, the NXCT exceeds IEC Class 5P accuracy ratings and IEEE 10% accuracy ratings.

Wide Dynamic Range

Accuracy specification is maintained over a broad dynamic range - from 0.2% to 150% of rated current (extended metering range sensor) and up to 171 kA (protection range sensor). Broad dynamic range allows elimination of separate high and low range CTs.

Wide Bandwidth

Accurate waveform reproduction up to 6 kHz allows full power quality analysis of harmonics and transients with no sensor-imposed limitations.

Dry Type Insulator

Field-proven lightweight composite insulator reduces transportation costs, substation support structure requirements, and installation equipment demands. The lightweight design also allows location in seismically active areas.

Choice of Connection Options

New window head design allows a variety of connection options including standard NEMA pads, 4" rigid bus, or flexible cable pass thru, allowing optimal selection for ease of installation and reliability.

Intrinsically Safe, Environmentally Friendly Design

The NXCT insulator contains no oil, SF₆ or other gas. There is no internal mechanism for violent failure to endanger personnel or adjacent equipment. There are no environmental concerns or gas to recycle. With an optical design there are also no open secondary concerns.

Low Maintenance

The NXCT has no active components at line potential, eliminating the need for costly outages to maintain the electronics. Since there is no insulating oil or paper there are no complex maintenance procedures. The polymeric insulating column employs silicone rubber sheds that do not require live-line washing.

www.nxtphase.com

NXCT

Specifications

NXTPHASE

Tel: 604-215-9822
 Fax: 604-215-9833
 www.nxtphase.com
 info@nxtphase.com

Column Mechanical & Electrical Ratings

	Maximum Voltage	72.5 kV	121 kV	145 kV	245 kV	362 kV	420 kV	550 kV	800 kV
BIL	350 kV	550 kV	650 kV	1050 kV	1300 kV	1550 kV	1800 kV	2100 kV	
Column Height	61"	81"	81"	110"	130"	208"	208"	208"	
	1.55 m	2.05 m	2.05 m	2.80 m	3.30 m	5.28 m	5.28 m	5.28 m	
Min. Creep Distance	57"	115"	115"	193"	285"	562"	562"	562"	
	1.40 m	2.90 m	2.90 m	4.90 m	7.24 m	14.28 m	14.28 m	14.28 m	
Weight	108 lbs	125 lbs	125 lbs	144 lbs	158 lbs	210 lbs	210 lbs	210 lbs	
	49 kg	56 kg	56 kg	65 kg	72 kg	95 kg	95 kg	95 kg	
Static Withstand	675 lbs	675 lbs	675 lbs	900 lbs	900 lbs	Suspension application only	Suspension application only	Suspension application only	
	3000 N	3000 N	3000 N	4000 N	4000 N				

Note: Ratings and dimensions shown are for IEC pollution Class 2. Other ratings are available.

Environmental

Operating Temperature Range	-40°C to 55°C (-40°F to 131°F) Outdoor Service Conditions
Opto-Electronic Module	-5°C to 40°C (23°F to 104°F) Indoor Service Conditions
Seismic Capability	0.5 g

Mechanical

Standard Pollution Withstand	IEC Level II, other ratings available
Insulation	Solid composite insulator
Electronics Dimensions	19" x 18" x 8.75" (482 mm x 457 mm x 222 mm) (includes high energy metering interface)

Electronics

Packaged in 2 modules:

Sensor Electronics

Low Energy Analog Interfaces ¹ :	4 V _{rms} metering 200 mV _{rms} protection
Dynamic Range	<0.2% error at rated current for 4V output, <0.5% error at rated current for 200mV output <2% error at 108 kA _{peak} (using protection sensor)
Bandwidth	0.5 Hz to 6 kHz

High Energy Analog Interfaces¹: 1 A_{rms} or 5 A_{rms} nominal, B-0.1 (2.5 VA) burden at power factor 0.9 for metering

Current Amplifier/Power Supply

Dynamic Range	<0.2% error from 1 A to 4000 A (using extended metering range sensor)
Bandwidth	10 Hz to 6 kHz for 1 A metering output
Input Power Requirements	70 V _{ac} to 150 V _{ac} Typical power 50 W
Electronic Turns Ratio	User selectable
Alarms Contacts	Data invalid Maintenance required

Electrical Performance

Type I ² :	
Metering Accuracy	IEC Class 0.2S, IEEE Class 0.3
Protection Accuracy	IEC Class 5P IEEE 10%
Type II ² :	
Extended Range	0.2% (0.2% to 150% of rated current) ²
Std Metering Accuracy	
Type III ² :	
Extended Range	0.15% (0.2% to 150% of rated current) ²
High Metering Accuracy	
Continuous Current	4000 A Max (4000 A, RF = 1; or 3000 A, RF = 1.33; or 2500 RF = 1.5)
Rated Current	User specified for up to 4000 A
Short-time Thermal Current	63 kA _{rms} for 1 s

¹ Scales linearly with primary voltage and current.

² Accuracy window moves with selected ratio.

³ Other ratings available, consult NxtPhase.

T27F02D00539R01.03

Product specifications and information contained herein are subject to change without notice.
 © 2006 NxtPhase T&D Corporation. All rights reserved. Printed in Canada 10/06.

data sheet

NXVT Optical Voltage Sensor

The NxtPhase Optical Voltage Sensor is a unique optical sensor available for voltage measurement over the range of transmission voltages up to 550 kV. The sensor employs an array of optical Pockels cells within an advanced hollow core composite insulator. The wide separation of the high-voltage and ground electrodes reduces dielectric stresses and eliminates the need for mineral oil, cellulose insulation or SF₆ gas.

Reduced size and weight compared to conventional oil-filled equipment allows placement in compact substations, or in retrofit applications where space may be limited.

Metering and Protection Accuracy

The NXVT design permits measurements to be made with the highest possible accuracy and stability. Performance exceeds IEC Class 0.2 and IEEE Class 0.3 accuracy requirements to address stringent revenue metering requirements. The NXVT also exceeds IEC Class 3P protection accuracy allowing the same device to be used for relaying and metering applications.

Adjustable Turns Ratio

The sensor is highly linear and features an electronically adjustable turns ratio spanning several voltage classes, enabling a single sensor to address a range of calibration applications.

Wide Bandwidth

Accurate wide waveform reproduction allows full power quality analysis of harmonics and transients with no sensor-imposed limitations.

Lightweight Composite Insulator

The field-proven lightweight composite insulator reduces transportation costs, substation support structure requirements, and installation equipment demands. The low mass design allows location in seismically active areas.

Intrinsically Safe, Environmentally Friendly Design

The column contains no oil or SF₆ gas. High voltage and ground electrodes are widely separated at the top and bottom of the column, significantly reducing the probability of violent failure. There are no environmental concerns or gas to recycle. With an optical design there is no ferro-resonance issue.

Low Maintenance

The NXVT has no active components at line potential and no need for periodic dissipation factor testing. The electronics located in the control building feature advanced self diagnostic capability. The composite insulating column employs silicone rubber sheds that do not require cleaning.

NXVT

Specifications

NXTPHASE

Tel: 604-215-9822
 Fax: 604-215-9833
 www.nxtphase.com
 info@nxtphase.com

Column Mechanical & Electrical Ratings

	Maximum Voltage	121 kV	145 kV	245 kV	362 kV	420 kV	550 kV
BIL		550 kV	650 kV	1050 kV	1300 kV	1550 kV	1800 kV
Column Height		79"	79"	125"	153"	153"	174"
		2.01 m	2.01 m	3.16 m	3.89 m	3.89 m	4.42 m
Creep Distance		126"	126"	211"	252"	252"	405"
		3.22 m	3.22 m	5.36 m	6.39 m	6.39 m	10.29 m
Weight		290 lbs	290 lbs	395 lbs	615 lbs	615 lbs	1500 lbs
		132 kg	132 kg	178 kg	279 kg	279 kg	682 kg
Static Withstand		675 lbs	675 lbs	900 lbs	900 lbs	900 lbs	1350 lbs
		3000 N	3000 N	4000 N	4000N	4000N	6000N

Note: Ratings and dimensions shown are for IEC pollution Class 2. Other ratings are available.

Environmental

Operating Temperature Range	-40°C to 50°C (-40°F to 122°F) Outdoor Service Conditions
Opto-Electronic Module	-5°C to 40°C (23°F to 104°F) Indoor Service Conditions
Seismic Capability	0.5 g

Mechanical

Standard Pollution Withstand	IEC Level II, other ratings available
Insulation	Nitrogen gas
Electronics Dimensions	19" x 18" x 10.5" (482 mm x 457 mm x 267 mm)

Electronics

Packaged in 3 modules:

Sensor Electronics

Power Supply

Voltage Amplifier

Low Energy Analog Interfaces ¹ :	4 V _{ms} ; 5 kΩ burden 4 V _{ms} protection
Dynamic Range	<0.2% error at 50% to 200% of rated voltage <3% error at 2% of rated voltage
Bandwidth	0.5 Hz to 6 kHz
High Energy Analog Interfaces ¹ :	69 V _{ms} (1 VA) or 120 V _{ms} (2.5VA)
Dynamic Range	<0.2% error at 80% to 120% of rated voltage
Bandwidth	10 Hz to 3 kHz
Input Power Requirements	70 V _{ac} to 150 V _{ac} Typical power 60 W
Electronic Turns Ratio	Not applicable
Alarms Contacts	Data invalid Maintenance required

Electrical Performance

Metering Accuracy	IEC Class 0.2 IEEE Class 0.3
Protection Accuracy	IEC Class 3P IEEE Class 0.3
Overload Factor	Typically 1.2 (continuous), 2.0 (30 seconds)

¹ Scales linearly with primary voltage.

T27F03D00540R01.00

Product specifications and information contained herein are subject to change without notice.
 © 2006 NxtPhase T&D Corporation. All rights reserved. Printed in Canada 07/06.

ANEXO V – Diagrama DU – CT.SE.01

Diagrama DU – CT.SE.01: revisão 16, atualizado em 19/05/2008

ANEXO VI – Diagrama DU – CT.S.01

Diagrama DU – CT.S.01: revisão 16, atualizado em 19/05/2008;

ANEXO VII – Diagrama DU – CT.NNE.01

Diagrama DU – CT.NNE.01: revisão 58, atualizado em 19/05/2008