

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA - ELETROTÉCNICA

GUILHERME HENRIQUE KOKOTTE
JULIA FAVORETO MEYER

ESTUDO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS E SEU
PANORAMA NO PARANÁ

CURITIBA
2016

GUILHERME HENRIQUE KOKOTTE

JULIA FAVORETO MEYER

ESTUDO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS E SEU
PANORAMA NO PARANÁ

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ulisses Chemin Netto

CURITIBA

2016

GUILHERME HENRIQUE KOKOTTE
JULIA FAVORETO MEYER

ESTUDO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICO E SEU PANORAMA NO PARANÁ

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 13 de junho de 2016.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Ulisses Chemin Netto, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Celso Fabrício de Melo Júnior, Mestre.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Joaquim Eloir Rocha, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica.

AGRADECIMENTOS

Ao nosso orientador Prof. Dr. Ulisses Chemin Netto, por se disponibilizar a esclarecer dúvidas e opinar sobre possíveis soluções que facilitaram o nosso estudo.

Ao engenheiro Gilmar Krefta por dispor seu tempo para nos passar maiores informações a respeito das instalações no Paraná, demonstrando seu conhecimento a respeito das instalações em campo e sanando nossas dúvidas sobre estas.

Às nossas famílias e namorado(a), pelo apoio, carinho e paciência durante toda essa caminhada que com pequenos gestos nos motivaram a seguir em frente e não desistir.

Aos nossos amigos e a todos que de maneira direta ou indireta fizeram parte da nossa formação, muito obrigado.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingido o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.” (José de Alencar)

RESUMO

KOKOTTE, Guilherme H.; MEYER, Júlia F. **Estudo de Transformadores de Corrente Ópticos e seu Panorama no Paraná.** 2016. 98 pp. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

Transformadores de instrumento (TI) são utilizados para reduzir os valores de tensão ou corrente do sistema elétrico de potência (SEP) para valores suportados pelos instrumentos de medição, controle e proteção, sem alterar sua natureza. O SEP atual é composto, em sua maior parte, por transformadores de corrente (TC) e potência (TP) convencionais, isto é, com núcleo ferromagnético. A maior parte dos problemas em TCs convencionais são causados pela saturação de seus núcleos. Para diminuir este tipo de problema, foi desenvolvido um novo tipo de TI: os TIs ópticos. Estes novos equipamentos não possuem núcleo ferromagnético e funcionam com base nos efeitos do campo elétrico e magnético sobre os feixes de luz polarizados, principalmente nos efeitos Pockels e Faraday, em TPs e TCs, respectivamente. Este trabalho busca possibilitar um maior entendimento sobre TCs ópticos por estudantes e profissionais da área, assim como divulgá-los e compará-los com os TCs convencionais e analisar seu panorama no estado do Paraná. Esses TCs são conectados aos equipamentos de medição através de fibras ópticas, o que possibilita a comunicação conforme a norma IEC 61850. Devido ao caráter conservador do setor elétrico e por ser uma tecnologia nova, as concessionárias buscam mais resultados para que a eficiência deste equipamento seja comprovada.

Palavras-chave: Transformadores para instrumentos. Transformadores de corrente óptico. Panorama TCs ópticos no Paraná

ABSTRACT

KOKOTTE, Guilherme H.; MEYER, Júlia F. **Study of Optical Current Transformers and their Panorama in Paraná.** 2016. 98 pp. Therm Paper (Graduation) – Course of Industrial Electrical Engineering with Emphasis in Electrotechnical. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

Instrument transformers (IT) are used to reduce current or voltage values of the electric power system (EPS) to values which are tolerated by the measurement, control and protection instruments, without changing its nature. The actual EPS is composed by conventional current transformers (CT) and voltage transformers (PT), with ferromagnetic core. Most problems of conventional CTs are caused by their core saturation. To reduce this kind of problem, a new type of TI was developed: optical ITs. These new equipments do not have a ferromagnetic core and work based on electrical and magnetic field effects on polarized light waves, especially on Pockels and Faraday effects, in PTs and CTs, respectively. This academic work seeks to enable a greater understanding of CTs by students and professionals, as to divulge and compare them to conventional CTs and to analyze their panorama on the state of Paraná. Those CTs are connected to the measurement equipment through optical fibers, what allows a communication based on the IEC 61850 standard. Due to the conservative character of the electric industry and to the fact that it is a new technology, the power distribution companies seek more results that prove the efficiency of this equipment.

Key-words: Instrument Transformers. Optical Current Transformers. Panorama Optical CTs in Paraná.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Transformadores de Potencial.....	16
Figura 2: Transformadores de Corrente.....	17
Figura 3 - Transformador de Corrente Óptico.....	18
Figura 4 - Ligação de um TC.....	24
Figura 5 - Representação unifilar de um TC.....	25
Figura 6 - Circuito equivalente de um TC.....	27
Figura 7 - Curva de Magnetização do Núcleo do TC.....	29
Figura 8 - TC tipo enrolado.....	33
Figura 9 - TC tipo primário enrolado.....	34
Figura 10 - TC tipo barra.....	34
Figura 11 - TC tipo barra.....	35
Figura 12 - TC tipo janela.....	35
Figura 13 - TC tipo janela.....	36
Figura 14 - TC tipo bucha.....	36
Figura 15 - TC's tipo bucha.....	37
Figura 16 - TC tipo núcleo dividido.....	37
Figura 17 - TC Tipo núcleo dividido - Amperímetro Alicate.....	38
Figura 18 - TC de vários enrolamentos primários.....	38
Figura 19 - TC de vários núcleos.....	39
Figura 20 - Efeito Faraday.....	47
Figura 21 - Esquema básico de detecção polarimétrica.....	49
Figura 22 - Detecção polarimétrica implementando o processamento de dupla quadratura.....	50
Figura 23 - Interferômetro de Sagnac. Fonte: Adaptada de RUI (2010).....	52
Figura 24 - Forma construtiva básica.....	54
Figura 25 - Funcionamento do TC óptico.....	56
Figura 26 - TC's ópticos de 138 kV instalados na posição horizontal.....	59
Figura 27 – TC's ópticos de 362 kV instalados invertidos.....	59
Figura 28 - Gráfico de comparação das massas dos TCs óptico e convencional.....	61
Figura 29 - Gráfico de comparação das alturas dos TCs óptico e convencional.....	62
Figura 30 - Explosão de um TC convencional em uma subestação de 500 kV.....	65
Figura 31 - Comparativo dos custos entre TC's convencionais e ópticos.....	66
Figura 32 - Protocolos de comunicação antes da IEC 61850.....	70
Figura 33 - Esquema do barramento de processos.....	71
Figura 34 - Arranjo de equipamentos SE Posto fiscal.....	75
Figura 35 – TC's ópticos instalados em série com os TC's indutivos.....	75
Figura 36 - Perda de sincronismo e diferença de resolução de amostragem.....	77
Figura 37 – TCs convencionais e ópticos conectados em série na SE Uberaba.....	79

Figura 38 - Equipamentos instalados no painel " <i>Bay-Digital</i> ".	80
Figura 39 - Porta traseira do " <i>Bay-Digital</i> ".	81
Figura 40 - Diagrama geral da SE Uberaba.	82
Figura 41 - Disposição física da instalação do MSP do TECO-MR na SE Uberaba.	83
Figura 42 - DGO de pátio fechado instalado na base da fase A do TECO-MR.	84
Figura 43 - DGO de pátio aberta instalado na base da fase A do TECO-MR.	84
Figura 44 - Componentes de módulo e ângulo das correntes medidas pelo TC convencional e pelo TECO-MR.	86
Figura 45 - Correntes monitoradas no TC convencional e TECO-MR principal.	87
Figura 46 - Correntes monitoradas na fase C do TC convencional e do TECO-MR redundante.	88
Figura 47 - Correntes monitoradas na fase A do TC convencional e do TECO-MR 230KV principal.	88
Figura 48 - Correntes monitoradas na fase B do TC convencional e do TECO-MR 230KV principal.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Correntes primárias nominais e relação nominais simples (NBR 6856/92).	40
Tabela 2 - Cargas nominais para FP 0,9 e 0,5 (NBR 6856/92).	42
Tabela 3 - Massa dos TCs convencionais isolados a papel-óleo do fabricante A.....	60
Tabela 4 - Massa dos TCs convencionais isolados a gás do fabricante A.....	60
Tabela 5 - Massa dos TCs convencionais isolados a óleo do fabricante B.....	60
Tabela 6 - Massa dos TCs convencionais isolados a gás do fabricante B.....	60
Tabela 7 - Massa dos TCs ópticos do fabricante B.	60
Tabela 8 - Massa dos TCs convencionais isolados a óleo do fabricante C.	61
Tabela 9 - Massa dos TCs ópticos do fabricante C.	61

LISTA DE SIGLAS

A	<i>Ampère</i>
ABNT	Associação Brasileira de Normas e Técnicas
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
B	Indução magnética
CC	Corrente contínua
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DGO	Distribuidor Geral Óptico
fem	Força eletromotriz
FP	Fator de Potência
FRA	Análise de Resposta em Frequência
FT	Fator Térmico
GPS	<i>Global Positioning System</i>
H	Intensidade de fluxo magnético
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
MSP	Módulo de Sensoriamento Primário
MU	<i>Merging Unit</i>
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>
RDP	Registrador Digital de Perturbações
RTC	Relação de Transformação de Corrente
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF	Sensores Faraday
SV	<i>Sample Values</i>
TC	Transformador de Corrente
TECO-MR	Transformador Eletrônico de Corrente Óptico com Medição Redundante
TI	Transformador de Instrumento
TP	Transformador de Potencial

V *Volt*

VA *Volt-Ampère*

VPN *Virtual Private Network*

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	15
1.1.	TEMA.....	15
1.1.1.	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	15
1.2.	PROBLEMAS E PREMISSAS	18
1.3.	OBJETIVOS.....	19
1.3.1.	OBJETIVO GERAL.....	19
1.3.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
1.4.	JUSTIFICATIVA.....	19
1.5.	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	20
1.6.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
2.	TRANSFORMADORES DE CORRENTE CONVENCIONAIS.....	23
2.1.	TRANSFORMADORES DE CORRENTE IDEIAIS E REAIS	25
2.2.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE TCs	26
2.3.	SATURAÇÃO DE TCs	28
2.4.	RESPOSTA EM FREQUÊNCIA DE TCs.....	30
2.5.	NORMAS	31
2.6.	TIPOS	32
2.7.	ESPECIFICAÇÕES DE TCS.....	39
2.8.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
3.	TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS.....	46
3.1.	HISTÓRICO.....	46
3.2.	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS	52
3.3.	CONSTRUÇÃO	53
3.4.	FUNCIONAMENTO	54
3.5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
4.	COMPARAÇÃO ENTRE OS TRANSFORMADORES DE CORRENTE	58
4.1.	INSTALAÇÃO	58
4.2.	MANUTENÇÃO	62
4.3.	SEGURANÇA	63
4.4.	ECONÔMICA.....	65
4.5.	VANTAGENS.....	67

4.6.DESVANTAGENS	68
4.7.A NORMA IEC 61850.....	69
5. O SETOR ELÉTRICO E O TC ÓPTICO.....	72
5.1.BARREIRA CULTURAL E ECONÔMICA.....	72
5.2.TRANSFORMADORES ÓPTICOS NO PARANÁ.....	73
5.2.1.SUBESTAÇÃO POSTO FISCAL – 138 KV	73
5.2.2.SUBESTAÇÃO UBERABA – 230 KV	78
6. CONCLUSÃO	90
REFERÊNCIAS.....	92

1. INTRODUÇÃO

1.1. TEMA

1.1.1. DELIMITAÇÃO DO TEMA

A função do sistema elétrico de potência (SEP) é fornecer energia elétrica aos consumidores no instante em que ela é solicitada e com uma qualidade de produto e serviço adequada (SATO, 2005). O bom funcionamento desse sistema depende do controle da tensão e frequência nas etapas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os níveis de tensão e corrente nos cabos e nas barras são, muitas vezes, maiores do que os suportados pelos instrumentos de medição, controle ou proteção. Para que esses instrumentos possam realizar a medição dessas grandezas, eles são conectados a transformadores de instrumentos (TI), os quais adequam a corrente ou a tensão a níveis menores (OLIVEIRA, 2001).

Os TIs são dispositivos projetados para reduzir os valores de tensão ou corrente do SEP para um valor suportado pelos instrumentos de medição, controle e proteção sem alterar sua natureza. Outra função importante desses equipamentos é a de isolar o circuito de medição do sistema primário de alta tensão, fornecendo maior segurança para a operação do SEP. A tensão ou corrente do secundário é normatizada no Brasil por normas NBR (Norma Brasileira) da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), permitindo uma padronização dos instrumentos a serem utilizados.

Existem dois tipos de transformadores de instrumentos: os transformadores de potencial e os transformadores de corrente.

Os transformadores de potencial (TP), conforme mostra a Figura 1, reduzem o valor da tensão do SEP para valores menores em seu secundário. Eles têm seu enrolamento primário ligado em paralelo com o circuito elétrico e o secundário alimenta as bobinas de potencial dos instrumentos de medição, proteção ou controle. Conforme a norma NBR 6855 da ABNT - Transformador de Potencial Indutivo, a

tensão secundária nominal desses transformadores é de 115 V , $\frac{115}{\sqrt{3}}\text{ V}$ e $\frac{115}{3}$, de acordo com o grupo de ligação (grupos 2 e 3). A tensão primária é a tensão entre duas fases quaisquer do circuito no qual ele está conectado.

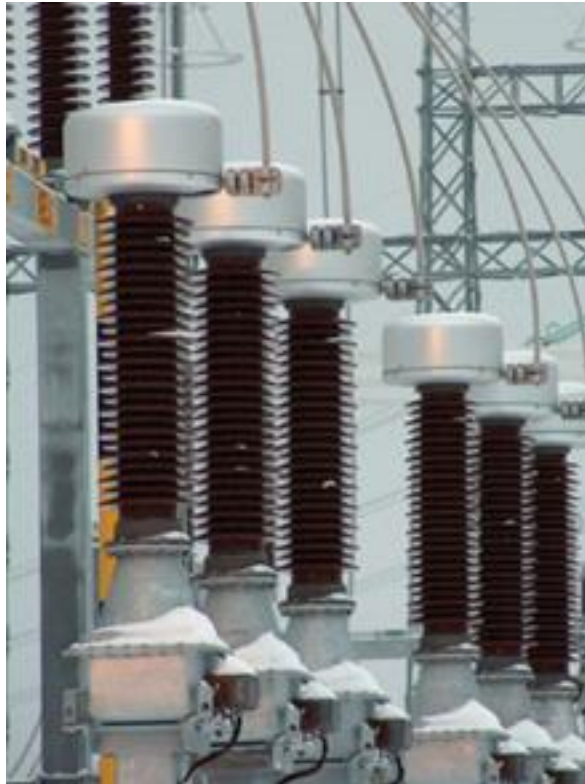


Figura 1: Transformadores de Potencial.

Fonte: Artech

Os transformadores de corrente (TC), conforme a Figura 2, reproduzem em seus secundários a corrente que circula em seu enrolamento primário, em uma proporção definida conhecida como relação de transformação de corrente (RTC). O seu enrolamento primário é ligado em série com o SEP e o secundário alimenta as bobinas de corrente dos instrumentos de medição, controle ou proteção. O circuito secundário é formado pela impedância dos instrumentos conectados a ele. Conforme a norma NBR 6856 da ABNT - Transformador de Corrente, a corrente secundária nominal padronizada é de 5A.



Figura 2: Transformadores de Corrente.

Fonte: Arteche

Desde o ano 2000, foi inserido no mercado um novo tipo de transformador de instrumentos: os transformadores de instrumentos ópticos. Estes equipamentos não possuem um núcleo ferromagnético como os TIs convencionais. Eles funcionam com base nos efeitos dos campos elétricos e magnéticos sobre feixes de luz polarizados, empregando, na maioria das vezes, os efeitos Faraday e Pockels, para medição de corrente e tensão, respectivamente (BERNARDO, 2007) para a sua fabricação. A comunicação entre o sensor primário, conectado ao ponto de alta tensão, e o conversor secundário, conectado ao equipamento de medição, é feita através de fibras ópticas (LIMA, 2010). Estudos sobre sua viabilidade econômica e suas vantagens ao sistema elétrico, como o de Lima (2009), vêm sendo realizados desde então.

A Figura 3 mostra um transformador de corrente óptico instalado em uma subestação.



Figura 3 - Transformador de Corrente Óptico.

Fonte: Artech

1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS

O setor elétrico é bastante conservador em relação à introdução de novas tecnologias e equipamentos. Isso significa que esta área não aceita facilmente equipamentos pouco conhecidos ou que ainda não tenham sua confiabilidade e desempenho, por exemplo, comprovado. Desta maneira, a falta de divulgação e a pouca informação disponível a respeito de transformadores de corrente ópticos diminui sua aplicação ao SEP. Para despertar o interesse tanto em pesquisas como na instalação de transformadores para instrumentos ópticos, torna-se necessária uma

maior divulgação e disponibilização de informações técnicas dos mesmos nos ambientes acadêmico e profissional.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é a criação de uma revisão bibliográfica a respeito de transformadores de corrente ópticos.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos estão citados abaixo.

- Possibilitar um maior entendimento sobre transformadores de corrente ópticos por estudantes e profissionais da área;
- Divulgar os transformadores de corrente ópticos;
- Reunir informações técnicas, dados de fornecedores e informações sobre a sua utilização pelo Paraná, baseadas em referências já publicadas, testes realizados e pesquisa com profissionais da área;
- Reunir informações de trabalhos já divulgados.

1.4. JUSTIFICATIVA

Um estudo realizado por Lima (2009) em conjunto com o site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), indicou a ocorrência de falhas em 43 TIs no período de 04/09/2005 a 09/04/2008, resultando em uma média de 1,32 falhas por mês. Apesar dessa taxa de falhas apresentada pelos transformadores de corrente

convencionais (núcleo de ferro) ser considerada pequena, elas podem acarretar em grandes prejuízos, como uma explosão de um TC, danificando não somente o equipamento em questão, como todos os componentes ao redor. Já existem ferramentas e tecnologias, como os TIs ópticos, que podem trazer ao SEP brasileiro TIs com menores taxas de falha, além de maior segurança, melhor exatidão de medição, entre outras vantagens.

Por se tratar de uma tecnologia nova, a divulgação dos TIs ópticos é bastante limitada. Alguns dos principais fatores que dificultam a entrada dessa tecnologia no setor elétrico são: a falta de conhecimento ou confiança nessa tecnologia, além do alto preço dos mesmos.

O foco principal deste trabalho foi a realização de uma pesquisa bibliográfica sobre os transformadores de corrente ópticos e a partir do contato com fornecedores e concessionárias, realizar um panorama de como está sua utilização no Paraná.

A partir dessa pesquisa foi desenvolvida uma estrutura teórica a respeito dos transformadores de corrente ópticos, a qual poderá ser usada como referência para próximos estudos sobre este assunto.

1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Foi realizada uma pesquisa bibliográfica na qual é possível entender as características e funcionamento dos transformadores de corrente convencionais e ópticos.

Após a etapa de estudo sobre o problema e levantamento de suas características e funcionalidades, foi realizada uma comparação entre o transformador de corrente convencional e o óptico, mostrando as vantagens e desvantagens entre eles.

Desde o início do trabalho, foi estabelecido o contato com os fornecedores de TIs para obter dados de vendas, como está à procura deste equipamento pelas concessionárias do Brasil, entre outros. Esta etapa foi iniciada brevemente, pois, o contato com os representantes leva certo tempo, como, por exemplo, tempo de resposta de um primeiro contato através do *e-mail*.

Com base na pesquisa bibliográfica, nos resultados obtidos através desta e do contato com os fornecedores, foi estabelecido um panorama de como está a divulgação e a instalação dos transformadores de corrente óptico pelo Paraná.

Na etapa final, foram apresentadas as conclusões obtidas com a pesquisa bibliográfica e com a pesquisa com profissionais da área.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

Conforme a grade curricular do curso de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em eletrotécnica, este trabalho de conclusão de curso será elaborado em três etapas dispostas da seguinte forma:

- Metodologia Aplicada ao TCC: Capítulo 1;
- Trabalho de Conclusão de Curso 1: Capítulos 2 e 3;
- Trabalho de Conclusão de Curso 2: Capítulos 4, 5 e 6.

Capítulo 1: Introdução: Apresentação de uma visão geral de todo o trabalho em formato de uma proposta contendo o tema, delimitação do tema, problemas, objetivos, justificativa e procedimentos metodológicos para a realização deste trabalho.

Capítulo 2: Transformadores de corrente convencionais: Estudo sobre os transformadores de corrente convencionais (núcleo ferromagnético). Características de construção, funcionamento, vantagens e desvantagens da sua utilização.

Capítulo 3: Transformadores de corrente ópticos: Estudo sobre os transformadores de corrente ópticos. Características de construção, funcionamento, vantagens e desvantagens da sua utilização.

Capítulo 4: Comparação entre os transformadores de corrente: Comparação entre os dois modelos de transformadores dos capítulos anteriores, entre estas estão: exatidão, peso, classe de tensão, classe de exatidão, manutenção, entre outros.

Capítulo 5: O setor elétrico e o TC óptico: Foi realizada uma pesquisa de campo sobre como está a adoção dessa tecnologia pelo setor elétrico no Paraná e como esta tecnologia está se comportando nas subestações onde estão instalados para teste.

Capítulo 6: Conclusão: Foram discutidos os resultados, a partir do referencial teórico e informações obtidas com os fornecedores.

2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE CONVENCIONAIS

Segundo a NBR 6856/1992, um transformador de corrente é “um transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar bobinas de corrente de instrumentos elétricos de medição, controle ou proteção”. Já a IEC 60044-1 define um transformador de corrente como um transformador de instrumento no qual a corrente secundária, em condições normais de uso, é substancialmente proporcional à corrente primária. A corrente secundária tem uma diferença angular praticamente nula com a corrente primária.

A principal função de um TC é reduzir o valor de corrente do sistema de potência conectado ao seu primário para uma corrente proporcional no secundário. Conseqüentemente, os TC's isolam os equipamentos de proteção do circuito de alta tensão, já que estes são conectados ao enrolamento secundário do TC.

O seu enrolamento primário é constituído por poucas espiras (em alguns casos, somente uma) feitas de condutor de cobre de grande seção e é ligado em série ao circuito por onde circula a corrente a ser medida. Se comparada à impedância do sistema, a impedância do circuito primário deverá ser desprezível para que a corrente no sistema seja ditada pelo sistema elétrico de potência (SEP), já que as perdas por efeito Joule e os erros relativos à medição são minimizados (GONÇALVES, 2012). Já o seu enrolamento secundário é composto por diversas espiras, definido pela relação de transformação do TC e conectado aos instrumentos de medição, proteção, controle, registradores de perturbações, entre outros. O núcleo tem normalmente o formato toroidal (LIMA, 2009). Para a proteção dos equipamentos e da vida humana, os terminais do secundário são interligados e normalmente conectados à terra (BANERJEE, 2012).

A Figura 4 mostra a ligação de um TC a um SEP.

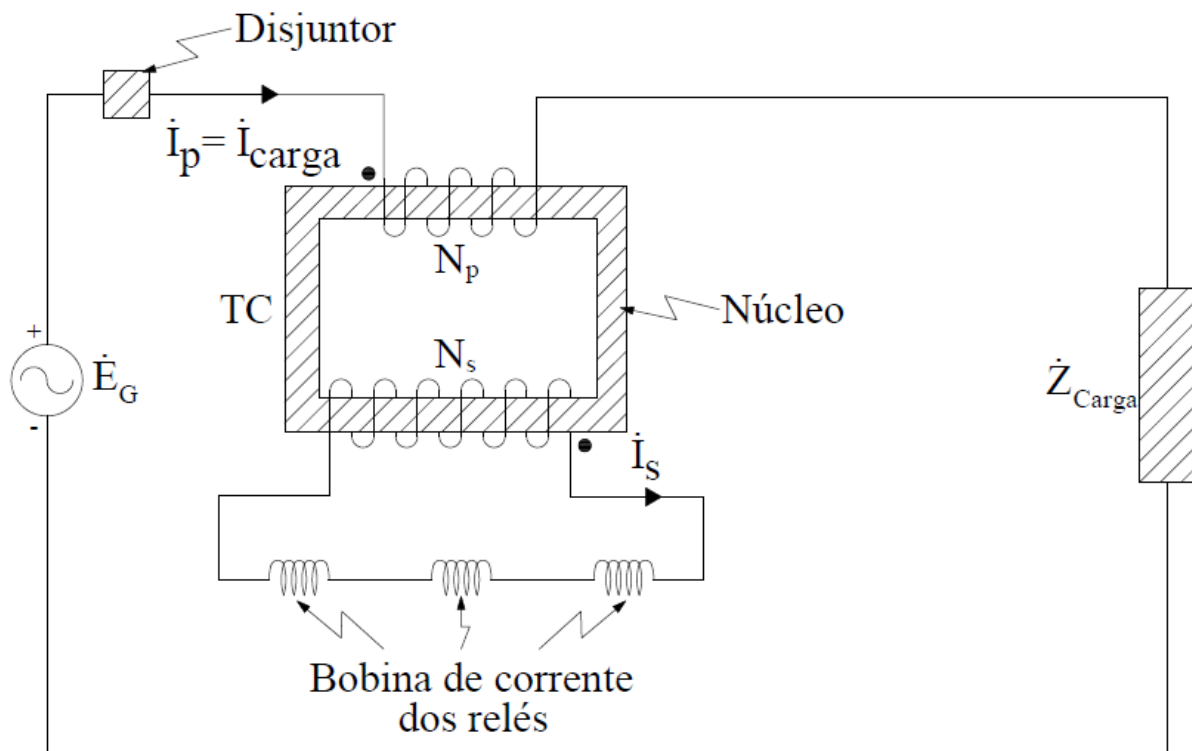


Figura 4 - Ligação de um TC

Fonte: Adaptada de KINDERMANN, 2012

Para a qual:

N_p – Número de espiras no enrolamento primário;

N_s – Número de espiras no enrolamento secundário;

\dot{I}_p – Corrente no primário;

\dot{I}_s – Corrente no secundário;

\dot{I}_{carga} – Corrente na carga;

\dot{Z}_{carga} – Impedância das cargas conectadas ao primário do TC;

\dot{E}_G – Tensão do SEP.

A corrente do enrolamento secundário é uma réplica – em escala reduzida – da corrente que flui no primário do TC. A fim de permitir a ligação de relés e instrumentos de medida de diversos fabricantes, os valores nominais dos secundários foram padronizados. A NBR 6856/1992 define que, no Brasil, este valor padrão deve

ser de 5 A. Já em países europeus, a norma IEC 60044-1 determina um valor nominal padrão de 1 A.

Como esses transformadores auxiliam os relés na proteção do sistema elétrico, eles devem ser projetados para tolerarem uma corrente maior do que a corrente nominal do SEP durante condições anormais do mesmo, sem que nenhum dano lhes seja causado (SATO, 2005). Desta maneira, os TCs são projetados para suportarem, por poucos segundos, altas correntes de curto circuito e transitórios de tensão às quais o SEP possa estar sujeito, já que estão ligados em série ao mesmo.

Na Figura 5 é possível observar a representação de um TC em diagramas unifilares.

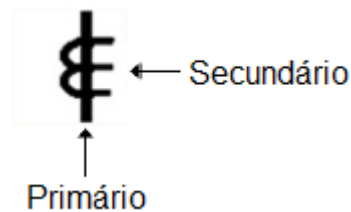


Figura 5 - Representação unifilar de um TC.

Fonte: Autoria própria

2.1. TRANSFORMADORES DE CORRENTE IDEIAIS E REAIS

Um transformador de corrente ideal é definido como aquele no qual qualquer condição do primário é reproduzida em seu secundário com exata proporção e relação de fases. (OLIVEIRA, 2001). Isso significa que todo o fluxo produzido pelo enrolamento primário percorre o primário e o secundário, sem que nenhuma linha de fluxo escape do material magnético e se feche pelo ar em volta deste (SENRA, 2013).

Como as excitações dos dois enrolamentos são iguais, tem-se:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (1)$$

Assim,

$$\frac{I_{1n}}{I_{2n}} = \frac{N_2}{N_1} = K_c \quad (2)$$

Onde I_{1n} e I_{2n} são as correntes nominais do primário e do secundário, K_c a relação de transformação nominal do TC e N_1 e N_2 é o número de espiras no enrolamento primário e secundário.

O fluxo produzido pelo enrolamento primário é diretamente proporcional à corrente primária e pode ser representado por uma indutância, denominada *indutância de dispersão*. No caso de um TC ideal, essa indutância de dispersão é nula. O transformador ideal deve também ter seu núcleo feito de material com alta permeabilidade magnética, sendo necessária uma corrente muito pequena para produzir o fluxo mútuo (SENRA, 2013).

No caso de transformadores reais, pode-se dizer que a relação de transformação real K_r é:

$$\frac{I_1}{I_2} = K_r \quad (3)$$

Onde I_1 e I_2 são as correntes reais.

Geralmente, $K_r \neq K_c$.

Se as excitações do primário e do secundário fossem realmente iguais e opostas, não existiria fluxo do núcleo. Por este motivo, é impossível manter a relação ideal em um TC real (OLIVEIRA, 2001).

Existe uma reatância de dispersão X_{L1} no primário do transformador real, já que nem todo o fluxo produzido pelo enrolamento primário passa pelo núcleo e há perdas através do ar. Por melhor que seja o circuito magnético projetado, a reatância de dispersão será somente diminuída, porém nunca eliminada completamente. Devem ser consideradas também as perdas dos enrolamentos primário e secundário, os quais são feitos de cobre e apresentam uma resistência elétrica (SENRA, 2013).

2.2. CIRCUITO EQUIVALENTE DE TCs

Conforme Christopoulos e Wright (1999), o circuito equivalente de um TC de dois enrolamentos pode ser representado conforme a Figura 6:

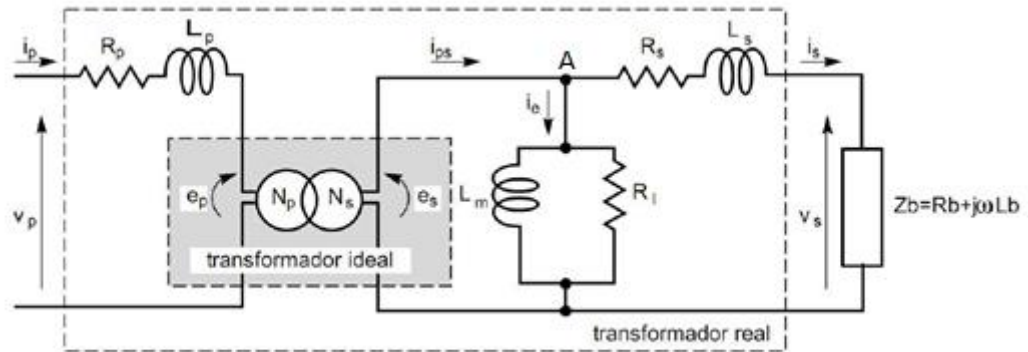


Figura 6 - Circuito equivalente de um TC.

Fonte: SCHETTINO, 2012.

No qual,

R_p = resistência do enrolamento primário;

L_p = indutância do enrolamento primário

R_s = resistência do enrolamento secundário;

L_s = indutância do enrolamento secundário;

R_b = resistência da carga do secundário (*burden*);

L_b = indutância da carga do secundário (*burden*);

i_e = corrente de excitação;

R_l = resistência do núcleo equivalente a perdas por correntes de Foucault e

Histerese;

L_m = indutância de magnetização do núcleo;

v_p = tensão nos terminais do enrolamento primário;

v_s = tensão nos terminais do enrolamento secundário;

e_s = força eletromotriz (fem) induzida no enrolamento secundário;

i_p = corrente do enrolamento primário;

i_{ps} = corrente do enrolamento primário referida ao secundário;

i_s = corrente do enrolamento secundário.

A corrente do enrolamento primário referida ao secundário i_{ps} é dada por:

$$i_{ps} = \frac{i_p}{RTC} \quad (4)$$

Em que i_p é a corrente no enrolamento primário e RTC é a relação de transformação de corrente.

Segundo Kindermann (2012), ao aplicar a *Lei de Kirchhoff* ao nó A da Figura 3, obtemos:

$$\frac{i_p}{RTC} = i_s + i_e \quad (5)$$

$$i_s = \frac{i_p}{RTC} - i_e \quad (6)$$

Onde i_s é a corrente no enrolamento secundário e i_e , a corrente de excitação no núcleo do transformador.

Isto mostra que a corrente i_e é responsável pelo erro de relação e de ângulo de fase que é causado pelo TC.

2.3. SATURAÇÃO DE TCs

Correntes de curto circuito muito altas podem levar o TC à saturação. Por este motivo, estes equipamentos devem ser projetados para suportar correntes maiores do que a nominal.

A NBR 6856 define que, para TCs de proteção, o erro de corrente deve ser limitado ao valor especificado, para qualquer valor de corrente secundária desde uma a 20 vezes a corrente nominal, e qualquer carga igual ou inferior à nominal. Em outras palavras, a norma brasileira determina que os TCs devem suportar uma sobrecorrente 20 vezes maior do que a corrente nominal, sem que a sua classe de exatidão seja alterada e sem que o núcleo do TC entre em saturação.

Devido ao material ferromagnético que compõe o núcleo dos TCs, a indução magnética (B) é praticamente proporcional à intensidade do campo magnético (H) até que a maior parte dos dipolos magnéticos fique alinhada. Após este acontecimento,

ocorre o fenômeno denominado saturação, o qual faz com que B cresça lentamente com o crescimento de H (SCHETTINO, 2012).

Em transformadores, é comum representar relações eletromagnéticas no interior de seu núcleo através de grandezas elétricas correspondentes, por serem mais fáceis de serem medidas em ensaios. Desta forma, para campos variantes no tempo em regime permanente, a tensão no terminal secundário do TC (V_s) é proporcional ao fluxo magnético (ϕ). Enquanto isso, a corrente de excitação i_e é proporcional à intensidade do campo magnético (SCHETTINO, 2012).

A Figura 7 mostra a curva de magnetização (ou de excitação) do núcleo do TC, em função da corrente de excitação i_e e do fluxo ϕ :

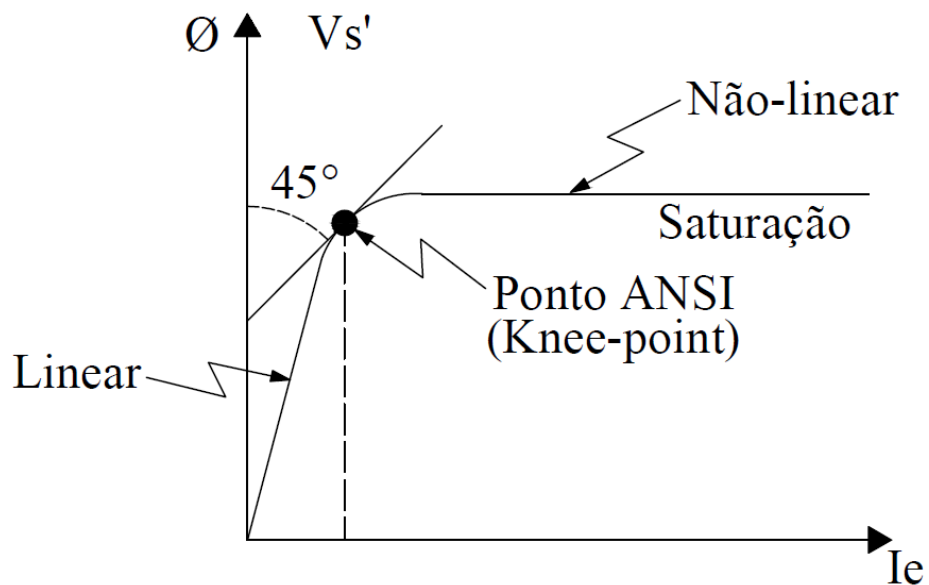


Figura 7 - Curva de Magnetização do Núcleo do TC.

Fonte: Adaptada de Kindermann, 2012.

Durante a operação normal do SEP, a corrente de carga i_s é pequena, assim como o fluxo magnético do núcleo do TC. Nessa condição, o TC opera dentro da região linear da curva de magnetização.

A partir do momento que há um defeito no SEP, a corrente de curto circuito é elevada, aumentando a tensão v_s e o fluxo magnético no núcleo. Quando o fluxo atinge o valor do joelho da curva (ponto ANSI) de magnetização, a corrente i_e aumenta consideravelmente, atingindo a região de saturação do TC e alimentando os

equipamentos conectados ao secundário por uma corrente errada e distorcida pelas harmônicas provenientes da não linearidade do joelho da curva de magnetização (KINDERMANN, 2012).

Além de altas correntes de falta, outra causa para a saturação de TCs é a presença de componente aperiódica (CC) na corrente primária. Faltas no SEP envolvendo componentes CC significantes e superpostos às correntes simétricas podem saturar os TCs em corrente muito menores do que correntes simétricas sem componentes CC (SEGATTO, 2006).

A saturação dos TCs é considerada como uma das suas maiores desvantagens. Isso se deve ao fato desse fenômeno implicar no mau funcionamento dos relés de proteção e equipamentos de medição. Caso um TC forneça um sinal distorcido pela sua saturação, o valor eficaz da corrente detectada será muito menor do que o valor real da corrente de falta, atrasando ou até mesmo evitando a operação do relé de proteção em casos de falta (SEGATTO, 2006). A segurança do SEP e das pessoas envolvidas, assim como a seletividade do sistema de proteção podem sofrer as consequências de uma proteção inadequada causada pela saturação do TC (RODRIGUES, 2013).

Algumas técnicas podem ser utilizadas para evitar a saturação de um TC. Uma delas é aumentar o tamanho de seu núcleo. Uma outra maneira para reduzir o risco de saturação de um TC é a utilização de um material na construção do núcleo que suporte grandes densidades de fluxo (SEGATTO, 2006). É necessário lembrar, porém, que essas técnicas podem afetar as facilidades de aplicação do TC, assim como o seu custo.

2.4. RESPOSTA EM FREQUÊNCIA DE TCs

A análise de resposta em frequência (FRA) é uma técnica bastante utilizada em transformadores, pois a impedância destes equipamentos varia com a frequência. Em baixas frequências, seus parâmetros indutivos são predominantes, enquanto que em médias e altas frequências, seu efeito capacitivo torna-se mais significativo (OLIVEIRA, 2011). Esta análise é utilizada para detectar potenciais problemas mecânicos, como deformações nos enrolamentos e no núcleo do transformador após

falhas ou até mesmo após o transporte deste tipo de equipamento (GOMEZ-LUNA, 2013).

É possível obter a assinatura de referência do transformador através de um ensaio de FRA. Essa assinatura consiste na medição de referência das funções de transferência impedância de entrada e relações de tensões para uma faixa de frequências pré-determinadas. Quando ocorre uma falha, como um curto-circuito, os enrolamentos do transformador sofrem alterações geométricas, as quais acabam variando seus parâmetros indutivos, capacitivos e resistivos. Um ensaio de FRA pós-falha indicará a variação das impedâncias causada por essa falha e este valor poderá ser comparado com a assinatura de referência do equipamento, auxiliando na identificação de danos no transformador (OLIVEIRA, 2011).

A medição no domínio de frequência consiste na aplicação de um sinal elétrico de frequência pura conhecida ao transformador e medir o sinal filtrado pelo mesmo. Os sinais de entrada e saída estão relacionados para cada frequência. O processo é realizado diversas vezes, até obter-se um conjunto de relações entre os sinais de entrada e saída, constituindo, assim, a resposta em frequência do transformador (OLIVEIRA, 2011). Esta medição é feita normalmente em transformadores não energizados e que não estejam ligados a cargas (GOMEZ-LUNA, 2013).

2.5. NORMAS

Os TCs devem obedecer às especificações determinadas pelas normas de seu país ou região. Entre as associações que determinam estas normas, pode-se citar a IEC (*International Electrotechnical Commission*), a ANSI (*American National Standards Institute*) e ABNT (*Associação Brasileira de Normas e Técnicas*).

No Brasil, as características de desempenho dos TCs são padronizadas pela ABNT. Existem, no total, três normas brasileiras que regulamentam o TC. São elas:

- NBR 6856/92 – Transformador de Corrente – Especificação e ensaios
- NBR 6546/91 – Transformadores para Instrumentos – Terminologia
- NBR 6821/92 – Transformador de Corrente – Método de Ensaio

A revisão mais atual da NBR 6856 foi publicada no ano de 2015 e já entrou em vigor. Por tratar-se de uma revisão muito recente, optou-se, neste trabalho, por basear-se na versão anterior a mais atual, a qual foi publicada em 1992.

A NBR 6856/92 divide os TCs em dois tipos: para serviço de medição e de proteção, de acordo com a finalidade do sinal do secundário. Enquanto os TCs de medição são ligados a instrumentos de medição, os transformadores para serviço de proteção servem para fornecer um valor de corrente do SEP proporcionalmente reduzida para os relés de proteção.

Os TCs de medição precisam de uma maior exatidão (com uma margem de erro de 0,3%, 0,6%, 1,2% ou 3%) com correntes nominais de operação, porém seus núcleos saturam após a corrente do primário atingir aproximadamente cinco vezes a corrente nominal. Já para os TCs de proteção, são aceitáveis erros maiores (de 5% ou 10%), mas, para conseguirem manter seu funcionamento normal mesmo sob elevadas correntes de curto-circuito, a saturação de seus núcleos ocorre somente para correntes cerca de vinte vezes maiores do que a corrente nominal de operação (SCHETTINO, 2012).

Para utilização de TCs tanto para medição quanto para proteção em um mesmo SEP é possível utilizar dois TCs distintos ou um único TC com dois núcleos distintos montados em um mesmo transformador. (SENRA, 2013).

Conforme a NBR 6856/92, há ainda uma subdivisão para TCs de proteção, conforme a impedância:

a) Classe A: TC que possui alta impedância interna, ou seja, a bobina primária é enrolada sobre o núcleo magnético a fim de melhorar a sensibilidade e qualidade do TC, pois isso aumenta sua força magnetomotriz (KINDERMANN, 2012);

b) Classe B: TC que possui baixa impedância interna, ou seja, o primário consiste em uma barra que atravessa o núcleo do TC, já que a bitola do cabo é grande por causa da alta corrente primária. (KINDERMANN, 2012)

2.6. TIPOS

Os TCs também são classificados conforme o seu tipo construtivo, de acordo com o modelo do seu enrolamento primário e o formato do seu núcleo. Os tipos abrangidos pela NBR 6856 são:

a) Tipo enrolado

O enrolamento primário é formado por uma ou mais espiras envolvendo o(s) núcleo(s) mecanicamente. Os enrolamentos primário e secundário são isolados entre si e do núcleo. Este tipo de TC é mais comumente utilizado em serviços de medição, mas também podem ser usados para proteção onde a RTC é pequena. As Figuras 8 e 9 ilustram este tipo de TC.

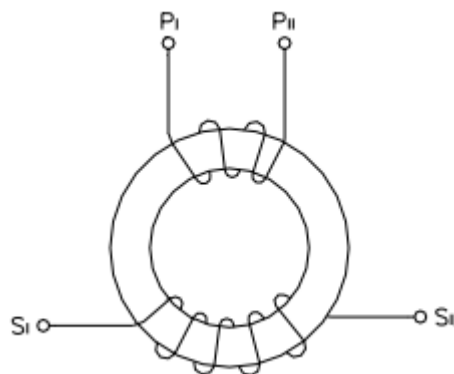


Figura 8 - TC tipo enrolado.

Fonte: CEFET-RJ, 1999



Figura 9 - TC tipo primário enrolado.

Fonte: ANZO

b) Tipo barra

O primário do TC tipo barra é constituído por uma barra fixada através de seu núcleo. O núcleo tem um formato toroidal, é enrolado com tira de aço-silício e o seu secundário consiste em um fio esmaltado e isolado com tecido de algodão (LIMA, 2009). Este tipo de TC resiste a esforços de grandes correntes. Este tipo construtivo pode ser observado nas Figuras 10 e 11.

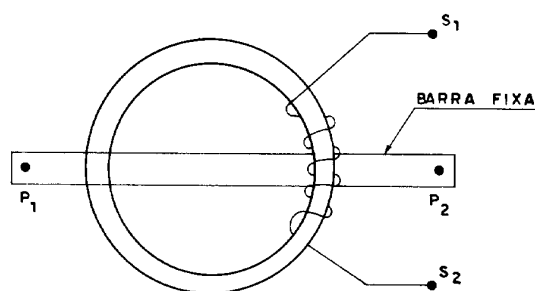


Figura 10 - TC tipo barra.

Fonte: CEFET-RJ, 1999



Figura 11 - TC tipo barra.

Fonte: ABB, 2011

c) Tipo janela

O TC tipo janela não possui primário próprio. Ele é constituído de uma abertura através do núcleo, pela qual passa o condutor, o qual faz o papel de enrolamento primário (MUZY, 2012). O enrolamento secundário é isolado e permanentemente acoplado ao núcleo. O ar é o meio isolante entre o condutor do primário e a estrutura do TC (SANTOS, 2011). Conforme as Figuras 12 e 13.

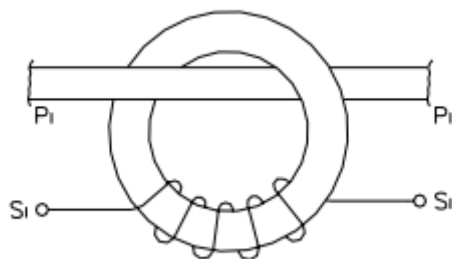


Figura 12 - TC tipo janela.

Fonte: CEFET-RJ, 1999



Figura 13 - TC tipo janela.

Fonte: ANZO

d) Tipo bucha

O TC tipo bucha é uma derivação especial do tipo janela. Este tipo é projetado para ser instalado sobre as buchas de equipamentos elétricos (disjuntores, transformadores, entre outros). Ele pode ser observado nas Figuras 14 e 15.

Seu circuito magnético é maior do que os dos outros tipos de TC, apresentando uma maior exatidão e menor saturação para correntes altas. Já para baixas correntes, a sua exatidão é menor, devido à alta corrente de excitação. (MUZY, 2012).

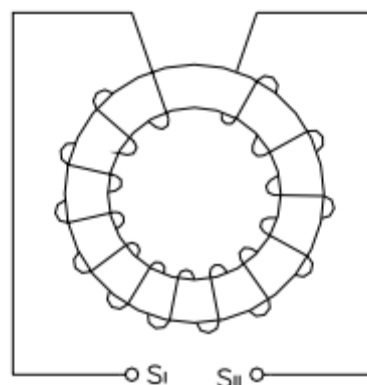


Figura 14 - TC tipo bucha.

Fonte: CEFET-RJ, 1999



Figura 15 - TC's tipo bucha.

Fonte: ABB, 2011

e) De núcleo dividido

Este tipo também não possui enrolamento primário e o seu enrolamento secundário é completamente isolado e permanentemente montado no núcleo. Uma parte do núcleo é separável ou articulado, permitindo um enlaçamento do condutor primário, conforme Figuras 16 e 17. Este tipo de TC é utilizado em circuitos nos quais há um condutor completamente isolado (MUZY, 2012).

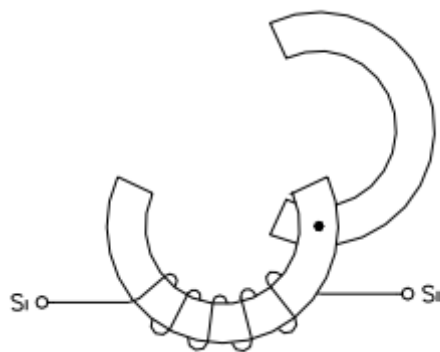


Figura 16 - TC tipo núcleo dividido.

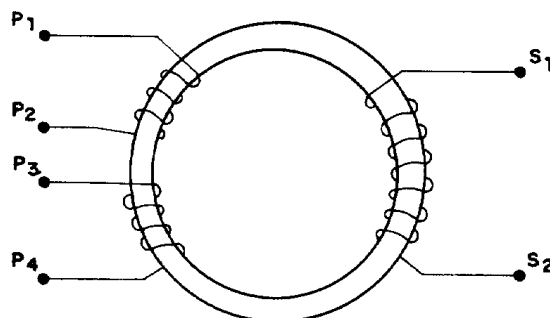
Fonte: CEFET-RJ, 1999



**Figura 17 - TC Tipo núcleo dividido - Amperímetro Alicate.
Fonte: MINIPA, 2012**

f) De vários enrolamentos primários

O enrolamento secundário deste tipo de TC apresenta um número fixo de espiras, enquanto o primário é constituído por diversas bobinas idênticas entre si, o que pode ser observado na Figura 18. Essas bobinas podem ser combinadas em série ou paralelo, permitindo diversas relações de transformação.



**Figura 18 - TC de vários enrolamentos primários.
Fonte: CEFET-RJ, 1999**

g) De vários núcleos

Apresenta mais de um enrolamento secundário, os quais são isolados separadamente e montados cada um em seu próprio núcleo, constituindo um conjunto com um enrolamento primário, o qual as espiras enlaçam todos os secundários, conforme a Figura 19.

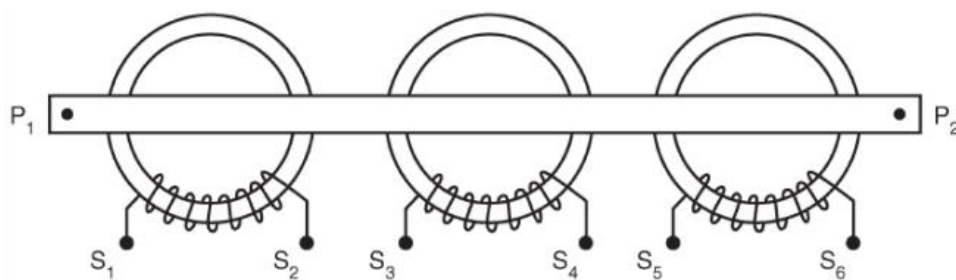


Figura 19 - TC de vários núcleos

Fonte: LIMA, 2013

2.7. ESPECIFICAÇÕES DE TCS

A NBR 6856/1992 estabelece que todos os fabricantes devam indicar em seus TCs ao menos as características para especificação abaixo citadas.

a) Corrente(s) primária(s) nominal(is) e relação(ões) nominal(is)

Como já comentado anteriormente, a corrente nominal secundária padronizada pela NBR 6856 é de 5 A. Já as correntes primárias nominais são definidas com valores que variam entre 5 e 8000 A, assim como as relações nominais, que podem ir de 1:1 até 1600:1. No primeiro caso, como a corrente do primário é idêntica à do secundário, a função do TC é somente de proporcionar isolamento entre os circuitos de potência e de medição (SCHETTINO, 2012).

A norma também permite a utilização de correntes secundárias de 1 A ou 2 A, devendo ter, nesse caso, suas correntes primárias recalculadas.

A ABNT divide as correntes primárias nominais e as relações nominais dos TCs em três grupos. O grupo 1 serve para relações normais simples, o grupo 2 para relações nominais duplas e o grupo 3 para relações nominais triplas.

A Tabela 1 especifica as relações nominais simples.

Tabela 1 - Correntes primárias nominais e relação nominais simples (NBR 6856/92).

Corrente Primária Nominal (A)	Relação Nominal	Corrente Primária Nominal (A)	Relação Nominal	Corrente Primária Nominal (A)	Relação Nominal
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	150	30:1	1200	240:1
15	3:1	200	40:1	1500	300:1
20	4:1	250	50:1	2000	400:1
25	5:1	300	60:1	2500	500:1
30	6:1	400	80:1	3000	600:1
40	8:1	500	100:1	4000	800:1
50	10:1	600	120:1	5000	1000:1
60	12:1	800	160:1	6000	1200:1
75	15:1			8000	1600:1

b) Tensão máxima do equipamento e níveis de isolamento

Os níveis de isolamento utilizados nos TCs são determinados pela norma conforme a tensão máxima do equipamento, para a qual é associada uma tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto e uma tensão suportável nominal de impulso atmosférico.

c) Frequência nominal

A frequência nominal determinada pela norma no Brasil é de 60 Hz, podendo variar de 58 a 62 Hz. A fim de evitar problemas de exatidão, perdas internas, entre outros problemas, os transformadores devem ser utilizados na frequência especificada em sua placa (SILVA, 2014).

d) Carga (s) nominal (is)

A carga nominal é a máxima carga que pode ser conectada ao secundário do TC sem que seja ultrapassada a máxima tensão dada pela sua classe de exatidão (KINDERMANN, 2012). Para o cálculo de Z_{carga} , devem ser somadas todas as impedâncias conectadas ao secundário, incluindo a impedância interna do secundário do TC e a impedância da fiação.

A ABNT define uma tabela, conforme Tabela 2, com valores padronizados de cargas nominais, de acordo com o fator de potência (FP). Vale lembrar que os valores padronizados servem para uma corrente secundária nominal de 5 A. No caso de correntes de 1 A ou 2 A, os valores de resistência, reatância indutiva e impedâncias das cargas nominais devem ser recalculados.

Tabela 2 - Cargas nominais para FP 0,9 e 0,5 (NBR 6856/92).

Cargas nominais com fator de potência de 0,9					
Designação	Potência aparente (VA)	Resistência Ω	Reatância indutiva Ω	Impedância Ω	Tensão a 20 A x 5 A (V)
C 2,5	2,5	0,09	0,044	0,1	10
C 5,0	5,0	0,18	0,087	0,2	20
C 12,5	12,5	0,45	0,218	0,5	50
C 22,5	22,5	0,81	0,392	0,9	90
C 45,0	45,0	1,62	0,785	1,8	180
C 90,0	90,0	3,24	1,569	3,6	360
Cargas nominais com fator de potência de 0,5					
Designação	Potência aparente (VA)	Resistência Ω	Reatância indutiva Ω	Impedância Ω	Tensão a 20 A x 5 A (V)
C 25	25	0,05	0,866	1,00	100
C 50	50,0	1,00	1,732	2,00	200
C 100	100	2,00	3,464	4,00	400
C 200	200	4,00	6,928	8,00	800

e) Exatidão

A ABNT define a classe de exatidão como a máxima potência aparente (VA) consumida pela carga conectada ao secundário, considerando uma corrente nominal de 5 A. Isto significa que é a máxima potência aparente que pode ser ligada ao secundário em regime permanente, para que o seu erro não ultrapasse o de sua classe de exatidão durante o máximo curto-circuito limitado pelo fator de sobrecarga (KINDERMANN, 2012). As classes de exatidão para TCs de medição determinadas pela ABNT são de 0,3%, 0,6%, 1,2% e 3%, enquanto que para os TCs de proteção, podem ser de 5% ou 10%.

f) Número de núcleos para medição e proteção

O fabricante deve informar a quantidade de núcleos projetada para cada tipo de finalidade do TC (medição ou proteção).

g) Fator térmico nominal (FT)

O fator térmico nominal de um TC é a relação entre a corrente máxima primária suportável por ele em regime permanente e a sua corrente nominal (KINDERMANN, 2012). Os valores determinados pela ABNT são de 1,0, 1,2, 1,3, 1,5 e 2,0.

h) Corrente suportável nominal de curta duração

A corrente térmica é o valor eficaz da maior corrente primária que o TC pode suportar por um segundo por efeito Joule, sem sofrer avarias e perda de vida útil e sem exceder os limites de temperatura especificados para sua classe de isolamento. A corrente térmica surge em TCs em decorrência de faltas ou falhas que ocorrem no sistema.

i) Valor de crista nominal da corrente suportável

A corrente dinâmica, para efeito mecânico, é o valor eficaz da corrente primária que o transformador suporta por um determinado tempo (geralmente 0,1 segundo), sem sofrer avarias elétricas ou mecânicas pelo resultado das forças eletromagnéticas de atração e de repulsão (SILVA, 2014).

j) Tipo de aterramento do sistema

O fabricante deve especificar o tipo de aterramento do sistema ao qual o TC poderá ser conectado.

- k) Uso: para interior ou para exterior

O fabricante deve especificar se o TC é projetado para uso interior ou exterior. O equipamento de uso interno é aquele instalado abrigado de intempéries e o de uso externo ao ar livre, sem abrigo contra as intempéries.

A norma brasileira determina ainda as condições de funcionamento, transporte e instalação dos TCs. Dentre as condições normais de instalação, é determinada a altitude da instalação (até 1000 metros acima do nível do mar) e a temperatura do ar ambiente (máxima de 40°C, média diária não superior a 30°C e mínima de -10°C). São determinados ainda a classificação térmica dos materiais isolantes, características dos líquidos isolantes, tratamento e acabamento das partes metálicas (protegendo-as de corrosão, de acordo com o ambiente no qual o TC é instalado), aterramento (facilidades para o aterramento devem ser previstas), polaridade (a polaridade dos TCs deve ser subtrativa e os terminais de mesma polaridade dos enrolamentos devem ser nitidamente identificados), assim como os tipos de isoladores que podem ser utilizados.

2.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A maior parte dos TCs instalados até o ano de 2016 no SEP é do tipo convencional, com núcleo ferromagnético. Isso se deve às suas grandes vantagens, como o baixo custo, a isolação galvânica, confiabilidade e facilidade de implementação (SEGATTO, 2006). Apesar desses pontos positivos, TC's deste tipo

apresentam desvantagens como saturação do núcleo e fluxo remanescente¹, as quais podem comprometer o funcionamento adequado do sistema de proteção e causar grandes danos.

Com o objetivo de diminuir estes problemas e conseguir equipamentos com melhor desempenho, foram desenvolvidos TCs ópticos, os quais serão expostos no Capítulo 3.

¹ É a densidade de fluxo, mesmo a força magnetomotriz sendo zero, o material está magnetizado. A remanescência ocorre quando a densidade de fluxo fica mantida em um circuito mesmo após a remoção da força magnetomotriz (Mardegan, 2010).

3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS

Neste capítulo será dissertado sobre as principais características deste tipo de TC, além de aspectos construtivos, funcionamento, vantagens e desvantagens. O objeto de estudo para este capítulo são os TCs ópticos baseados no efeito Faraday.

3.1. HISTÓRICO

Os primeiros estudos sobre os transformadores de corrente ópticos foram publicados no final de 1970 e durante a década de 1980. Esses estudos incidiram principalmente nas aplicações de sensores ópticos no sistema elétrico de potência.

A maioria dos estudos concentrou-se no desenvolvimento de um sensor de corrente de baixa tensão óptico baseado no efeito de Faraday. No final de 1980 e início de 1990, os pesquisadores começaram a estudar as aplicações desses sensores na alta tensão. Nessas aplicações, foram estudados os comportamentos transitórios dos TCs ópticos. Desde o início da década de 1990 até hoje há um grande número de estudos sobre a melhoria desses TCs. Foram estudadas diferentes variações do efeito de Faraday e o efeito de várias condições ambientais, como variações de temperatura e pressão. (KUCUKSARI, 2010)

Em 1845, Michael Faraday descobriu uma diferença no índice de refração do vidro para a luz polarizada induzida por um campo magnético externo. Émile Verdet mostrou em 1854 que o ângulo de rotação da luz polarizada linearmente é proporcional à força do campo magnético e o cosseno do ângulo entre o campo e a direção de propagação da onda de luz. (KUCUKSARI, 2010). Esta rotação pode ser expressa matematicamente por:

$$\theta_t = \int_L V \cdot \vec{H} \cdot d\vec{l} \quad (7)$$

Onde, V é a constante do material de Verdet, o que é tanto dispersiva e dependente da temperatura, H é o vetor de intensidade de fluxo magnético e dl é o vetor diferencial ao longo da direção de propagação. Este efeito é chamado de efeito linear ou efeito magneto-óptico de Faraday e pode ser utilizado para construir os sensores de corrente ópticos (NING, 1995).

A Figura 20 ilustra a rotação de polarização devido a um campo magnético externo paralelo num material magneto-óptico, tal como o vidro.

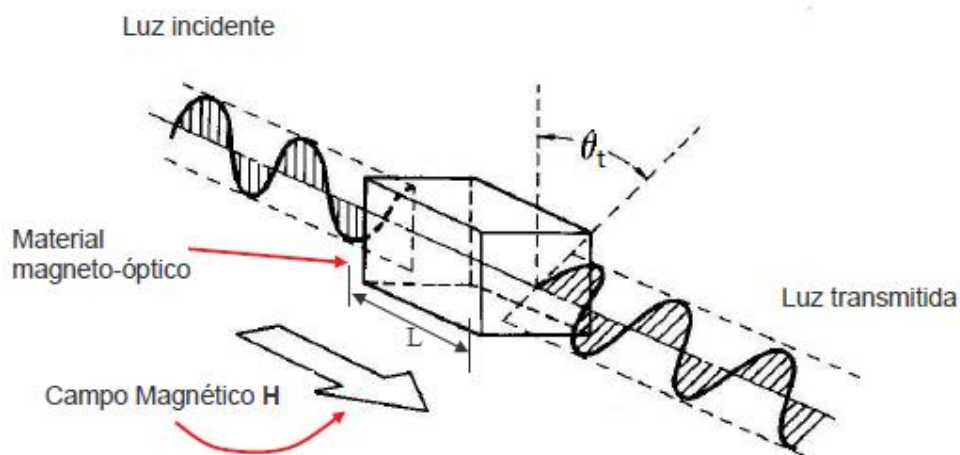


Figura 20 - Efeito Faraday.

Fonte: Adaptada de Lima (2009)

O efeito de Faraday é distinto da birrefringência circular inerente (chamado atividade óptica), a qual seu sinal depende do sentido do campo magnético com a relação à direção de propagação da luz (JORGE, 2002). Ou seja, não é recíproco. Portanto, se a luz passa através da mesma forma, mas com sentido de propagação oposto, a rotação de polarização será acumulada.

Na Figura 20, o percurso realizado pelo feixe de luz não é fechado e a modulação óptica será proporcional apenas ao campo magnético ao longo do percurso percorrido, independentemente de sua origem. De acordo com a Lei de Ampère, para que a modulação óptica seja proporcional a uma corrente, o feixe de luz deve realizar um percurso fechado em torno do condutor pelo qual circula a corrente em questão (JORGE, 2002).

Sendo assim, o ângulo de rotação para um caminho óptico que forma um percurso fechado pode ser calculado por:

$$\theta_t = \oint V \cdot \vec{H} \cdot d\vec{l} \quad (8)$$

Para converter a informação sobre um campo magnético ou sobre a corrente que o origina em uma modulação proporcional de um sinal óptico é necessário combinar a equação 8 com a Lei de Ampère. Assim, a rotação θ_t de um feixe de luz que descreve um percurso fechado de N voltas ao redor do condutor, com seu plano de rotação perpendicular ao do condutor é dada idealmente por:

$$\theta_t = \mu \cdot V \cdot N \cdot I \quad (9)$$

Em que I é a corrente que atravessa o condutor e μ é a permeabilidade magnética do meio.

O efeito de Faraday está presente, em certa medida, em todos os materiais e as suas características são relacionadas com as outras propriedades magnéticas do material. Este efeito varia com a temperatura, mais em materiais paramagnéticos e ferromagnéticos do que em materiais diamagnéticos. É linear com o campo magnético em materiais diamagnéticos, mas satura em materiais ferromagnéticos, e a sua magnitude geralmente diminui com o aumento do comprimento de onda.

A intensidade do campo magnético aplicado ao sensor magneto-óptico é calculada através do ângulo de rotação θ_t do plano de polarização (SAWA, 1990). Os fotodetectores existentes são sensíveis apenas à potência óptica incidente. Por este motivo, são necessários métodos que permitam a tradução da variação do estado de polarização (θ_t) em uma variação de potência óptica. Sendo assim, existem dois métodos fundamentais de análise: a detecção polarimétrica e a detecção interferométrica do sinal (JORGE, 2002).

A Figura 21 representa o esquema básico para determinação do ângulo de rotação θ_t e do plano de vibração do campo elétrico da luz incidente através da detecção polarimétrica.

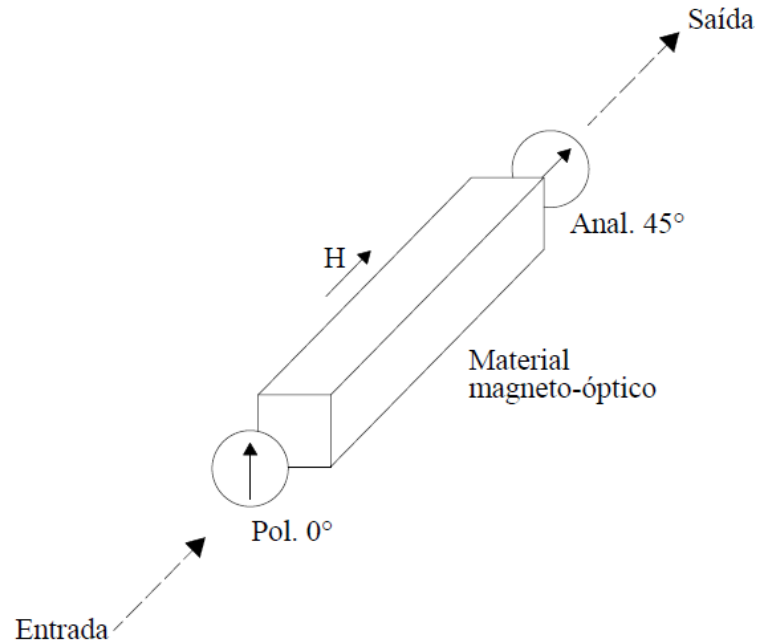


Figura 21 - Esquema básico de detecção polarimétrica.

Fonte: Adaptada de JORGE, 2002.

O polarizador de entrada permite definir o estado inicial de polarização da luz incidente. O analisador na saída, colocado a um ângulo de 45° com o polarizador, transformará o ângulo de rotação provocado pelo campo magnético em uma variação da intensidade do sinal óptico detectado. Desconsiderando-se as perdas, o sinal detectado pode ser definido por:

$$P = \frac{P_0}{2} \cdot (1 + \sin 2\theta_t) \quad (10)$$

Para o caso particular de $\alpha=45^\circ$, a potência detectada P é de apenas a metade da potência de entrada P_0 , quando não houver rotação da polarização entre o polarizador e o analisador, de acordo com a Lei de Malus (HECHT, 2002).

Apesar de ser um método simples e fácil de ser implementado, é necessário lembrar que o sinal de saída é dependente da potência de entrada P_0 , sendo, portanto, susceptível a flutuações da mesma. Outro inconveniente desta técnica é o fato de permitir apenas medições para corrente alternada, assim, qualquer variação contínua na corrente não será distinguível de uma flutuação de P_0 (JORGE, 2002).

Uma forma mais complexa para a detecção polarimétrica, denominada detecção de dupla quadratura, é representada na Figura 22.

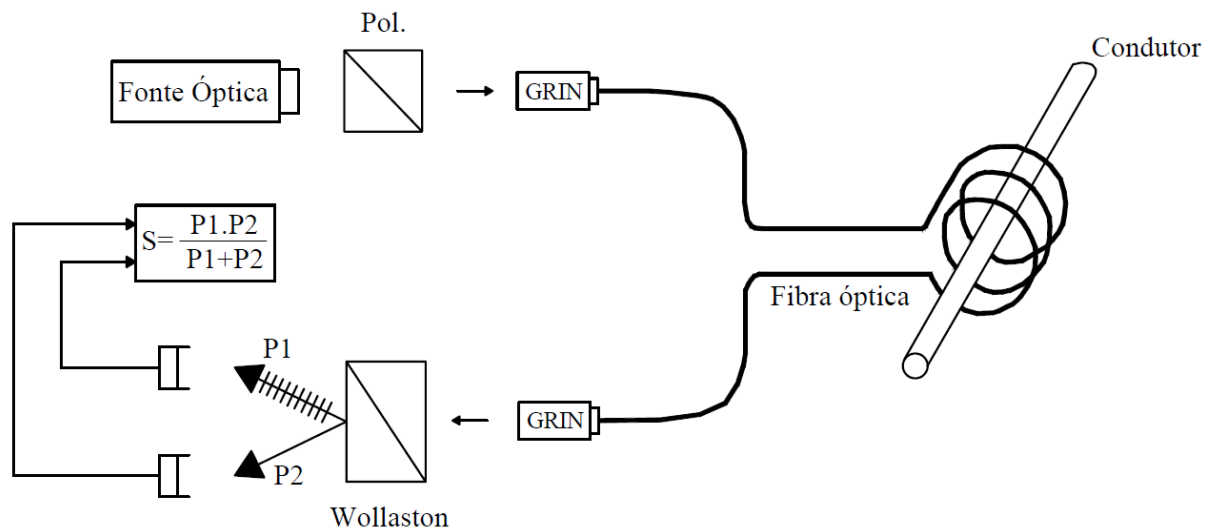


Figura 22 - Detecção polarimétrica implementando o processamento de dupla quadratura.

Fonte: JORGE, 2002.

Esta forma de detecção consiste em dividir o sinal de saída em duas componentes ortogonais. A divisão desses sinais pode ser feita através da colocação de dois polarizadores na saída formando ângulos de $\pm 45^\circ$ com o polarizador de entrada, como também através de um prisma de Wollaston alinhado ou ainda através de um divisor de feixe dependente da polarização PBS (*Polarizing Beam Splitter*, dividindo a potência que separa a luz incidente baseando-se na sua polarização). Por qualquer um dos métodos de divisão citados, são obtidos dois sinais em oposição de fase dados por:

$$\begin{cases} P_1 = \frac{P_0}{2} \cdot (1 + \sin 2\theta_t) \\ P_2 = \frac{P_0}{2} \cdot (1 - \sin 2\theta_t) \end{cases} \quad (11)$$

Depois de detectados separadamente, os dois sinais são processados eletronicamente, dando origem a uma saída na forma:

$$S = \frac{P_1 - P_2}{P_1 + P_2} = \sin 2\theta_t \quad (12)$$

Em termos de sensibilidade, o sinal de saída obtido através desse método é idêntico ao do método mais simples apresentado anteriormente. Apesar disso, este esquema rejeita o ruído que afeta os dois sinais da mesma maneira.

Outro ponto importante é a detecção interferométrica que, basicamente, sobrepõe uma ou mais ondas eletromagnéticas causando uma interferência entre elas (RUI, 2010). O efeito mais aplicado em TCs ópticos é o interferômetro de Sagnac (JORGE, 2002).

O interferômetro de Sagnac, também conhecido como "Interferômetro em anel", é formado por dois espelhos e um divisor de feixe. A Figura 23 mostra o funcionamento deste interferômetro. Primeiramente um feixe de luz (1) é lançado no sistema, este feixe é dividido em dois pelo divisor de feixe (2), estes (3), em sentidos opostos, percorrem o mesmo caminho e, através de espelhos (4), retornam ao divisor. Esse tipo de configuração, em anel, faz com que os feixes, após passarem pelo divisor, percorram exatamente o mesmo caminho, porém em sentidos opostos. (RUI, 2010)

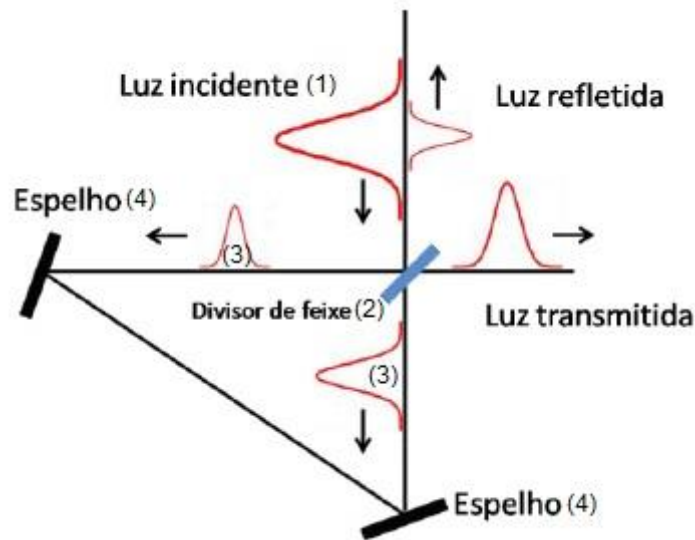


Figura 23 - Interferômetro de Sagnac.

Fonte: Adaptada de RUI (2010).

3.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

Algumas das principais características de TCs ópticos são:

Ausência do óleo de isolamento: não há isolamento a óleo, assim os riscos de incêndios e explosões são praticamente nulos. Outra vantagem nesse ponto é que a massa do TC óptico é menor. (LIMA, 2009)

Baixa susceptibilidade eletromagnética: No ambiente da subestação há muita interferência eletromagnética, os TCs ópticos não são susceptíveis a esse tipo de interferência, por suas características construtivas e pela transmissão do sinal via fibra óptica. (LIMA, 2009)

Ampla resposta de frequência: A resposta em frequência, como explicado no capítulo anterior deste trabalho, é a análise do equipamento quando ocorre alguma falha, como por exemplo, um curto circuito e causa danos ao equipamento. No caso de TCs ópticos essa resposta em frequência é ampla, pois através de ensaios o valor padrão encontrado é de 5 Hz até 20 kHz (KUCUKSARI et al., 1996).

Saídas de baixa tensão: As saídas desse tipo de TC são em baixa tensão e são compatíveis com as entradas digitais para conversores analógicos, não necessitando de outro transformador para abaixar essa tensão para a leitura dos equipamentos.

Transmissão via fibra óptica: Não há necessidade de usar fios metálicos para transferir o sinal. Como citado anteriormente, as fibras ópticas não são susceptíveis as interferências eletromagnéticas. Outro benefício é a fácil adaptação dos TCs ópticos com a norma IEC 61850, que é um protocolo de comunicação entre equipamentos de diversas marcas.

Elevada exatidão: Segundo estudos realizados por Carvalho et al. (2007), foi feita uma comparação de um TC convencional e um TC óptico, o qual teve uma classe de exatidão de 0,3 ou superior, comparado ao melhor TC convencional instalado em campo. (LIMA, 2009)

Saturação do núcleo: Como não há núcleo ferromagnético a saturação do TC óptico é inexistente. (LIMA, 2009)

3.3. CONSTRUÇÃO

Através de pesquisas em catálogos de fabricantes e de trabalhos feitos anteriormente, não foi possível encontrar uma forma construtiva comercial de TCs ópticos, pois como se trata de uma tecnologia nova, os fabricantes não autorizam a divulgação da sua tecnologia.

Entretanto, foi encontrada uma construção básica, conforme a Figura 24, onde é possível observar as partes principais de um TC óptico: equipamento opto-eletrônico, fibra óptica, isolador, sensor e condutor. O equipamento opto-eletrônico é responsável pelo envio, recepção e leitura dos feixes de luz enviados através da fibra óptica. Esta fibra passa por dentro do TC óptico, o qual o corpo deste é protegido por isoladores, separando-o da alta tensão. No topo deste TC há uma espira de fibra óptica, onde o condutor passa pelo seu centro, que, através da Lei de Faraday adianta ou atrasa os feixes de luz, os quais retornam para o equipamento opto-eletrônico.

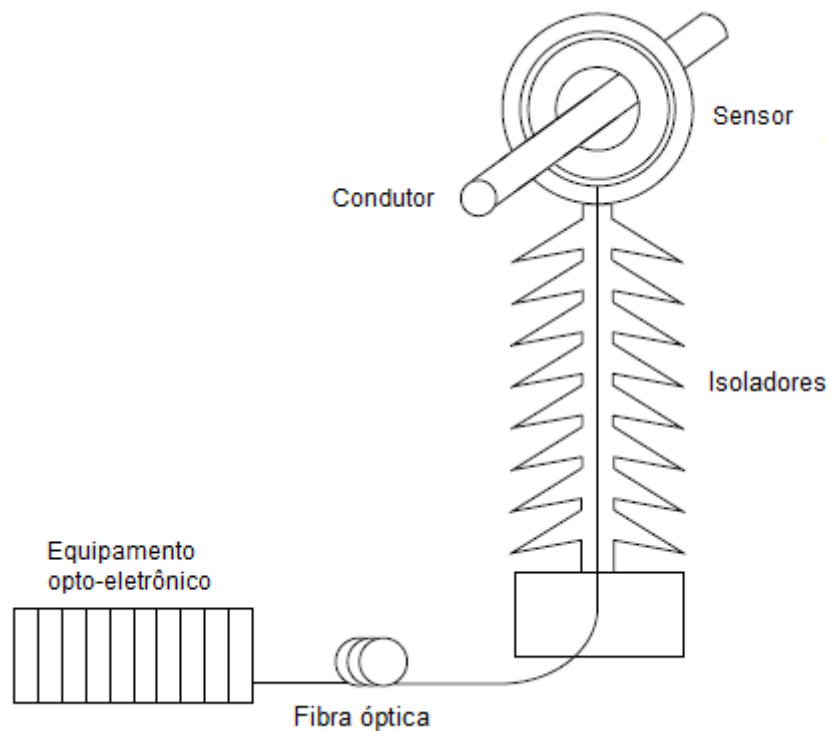


Figura 24 - Forma construtiva básica.

Fonte: Adaptada de Karady et al. (1996)

3.4. FUNCIONAMENTO

Existem dois princípios de funcionamento para os TIs ópticos: o efeito Pockels e o efeito Faraday.

O efeito Pockels é comumente utilizado em TPs ópticos, este efeito é baseado no fenômeno da birrefringência, a qual é gerada a partir de um campo elétrico aplicado a um material eletro-óptico.

O efeito Faraday é utilizado em TCs ópticos, onde a polarização da luz relaciona a eletricidade e o magnetismo. Como este trabalho trata sobre TCs ópticos será abordado somente o efeito Faraday.

Baseado no funcionamento descrito por Lima (2009), a Figura 25 mostra o funcionamento desse sistema. Primeiramente, o número 1 representa um equipamento opto-eletrônico, o qual converte um sinal de luz em dois sinais linearmente polarizados que são transmitidos através de uma fibra óptica representada pelo número 7.

O ponto amarelo () localizado próximo ao ponto 2, representa um polarizador circular, o qual converte os dois sinais linearmente polarizados em sinais com polarização circular, sendo um no sentido horário e outro no sentido anti-horário.

No número 3, o sinal, com polarização circular da etapa anterior, circula o condutor diversas vezes, pois há algumas espiras ali presentes. E através do efeito Faraday, o campo magnético criado pelo condutor, através do seu fluxo de corrente, adianta um sinal e retarda o outro.

Em 4, há um espelho que, após os sinais circularmente polarizados completam a sua trajetória, refletem estes pela fibra com direções e polarizações invertidas.

No número 5, os sinais retornam através do polarizador circular e novamente são convertidos em dois sinais linearmente polarizados. Se não houver corrente passando pelo condutor, esses dois sinais ficam em fase. E se houver corrente passando pelo condutor, por causa do campo magnético esses sinais ficam defasados.

Já no número 6, esses sinais retornam para o equipamento opto-eletrônico, onde é feita a leitura da velocidade de propagação dos sinais e se houver diferença entre esses sinais, esta é traduzida em diferença de fases entre eles.

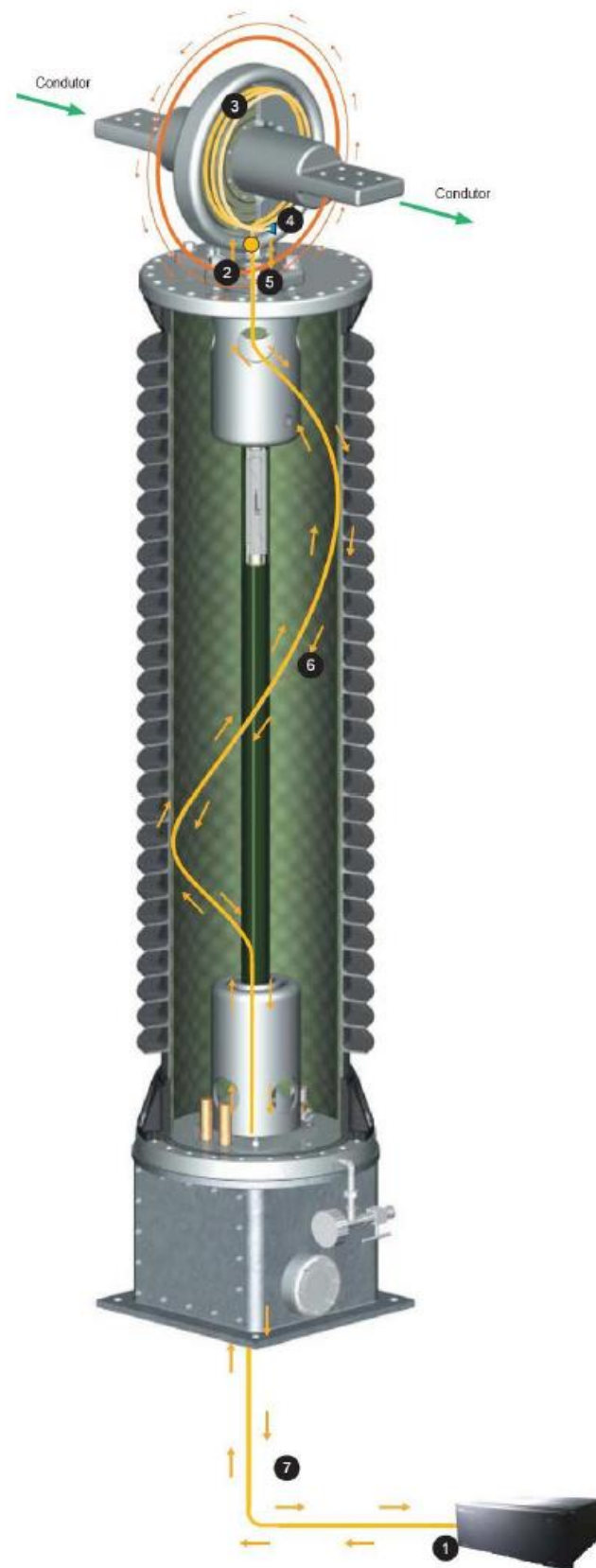


Figura 25 - Funcionamento do TC óptico.
Fonte: Lima (2009).

3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como a tecnologia dos TCs ópticos ainda não é tão conhecida, a inserção do mesmo no setor elétrico brasileiro é complicada, pois as concessionárias buscam maiores resultados que possam comprovar a eficiência e desempenho deste equipamento (LIMA, 2009). Outros fatores que atrapalham a entrada desta tecnologia são o alto custo de aquisição, além de não haver normas regulamentadoras para este tipo de TC, já que a NBR 6856 não abrange essa tecnologia.

Porém, pode-se ver que os TCs ópticos apresentam muito mais vantagens que os TCs convencionais, como a baixa susceptibilidade eletromagnética, a ampla resposta em frequência, risco de explosão e saturação no núcleo inexistente.

No Capítulo 4, será realizada uma análise comparativa entre os TCs convencionais e ópticos, através de pesquisa em catálogos de fabricantes.

4. COMPARAÇÃO ENTRE OS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Neste capítulo será feita uma análise comparativa técnica entre os TCs ópticos com os TCs convencionais com a finalidade de apresentar algumas características de instalação e manutenção, além das principais vantagens e desvantagens dos equipamentos ópticos.

4.1. INSTALAÇÃO

Os equipamentos ópticos possuem uma grande vantagem comparada aos equipamentos convencionais: a instalação. A instalação de TCs ópticos é simplificada e a quantidade de cabos de cobre que correm por canaletas ao longo da subestação é inexistente. Somente fibras ópticas passam pelas canaletas, as quais podem ser menores tanto na altura quanto na profundidade.

Outro ponto importante é a estrutura civil utilizada nessa instalação, já que os TCs ópticos são bem mais leves que os TCs convencionais. A diminuição do peso do TC, obtida pelo uso desta nova tecnologia permite que a mesma seja instalada na posição horizontal, invertida ou fixada nas estruturas da subestação. Bases de concreto e suportes para a instalação dos TIs ópticos também não são sempre necessários (LIMA, 2009).

Na Figura 26, é possível observar um TC óptico instalado na posição horizontal na *Trans Alta Utilities*, no Canadá. Enquanto isso, na Figura 27, os TCs ópticos estão instalados na posição invertida na subestação da *Commonwealth Edison*, nos Estados Unidos. Em ambos os casos os TCs ópticos forma montados mecanicamente sobre os pórticos que dão sustentação aos condutores das fases do SEP.

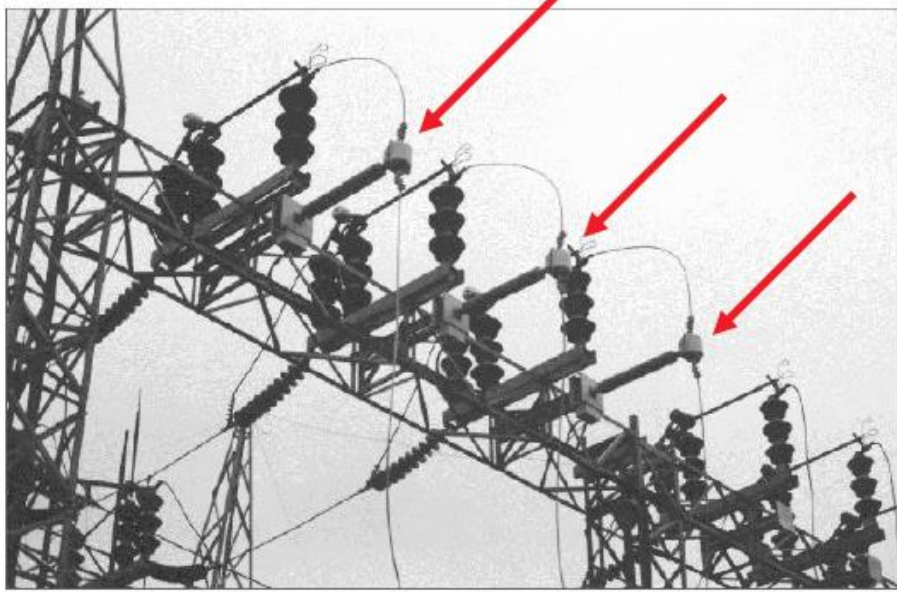


Figura 26 - TC's ópticos de 138 kV instalados na posição horizontal.
Fonte: Lima (2009).

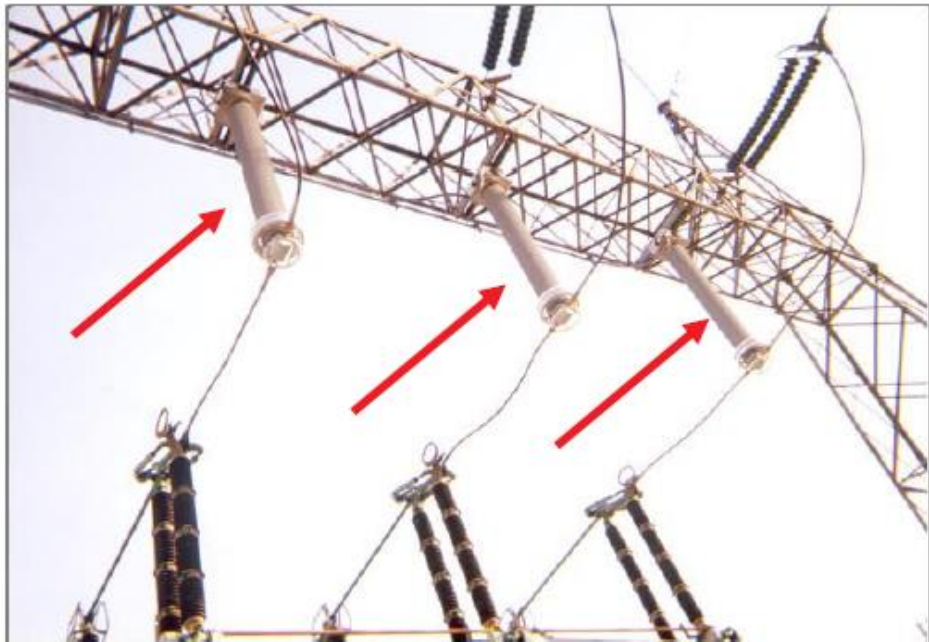


Figura 27 - TC's ópticos de 362 kV instalados invertidos.
Fonte: Lima (2009)

Através de pesquisa em catálogo de fabricantes dos equipamentos ópticos e convencionais foram criadas as tabelas de 3 a 9, onde são apresentadas a massa e

a altura de acordo com a classe de tensão do TC, para uma possível comparação entre as duas tecnologias.

Tabela 3 - Massa dos TCs convencionais isolados a papel-óleo do fabricante A.

Fabricante A - Isolamento papel-óleo								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	280	300	310	560	870	920	1700	2050
Altura (mm)	1775	2095	2095	3055	4355	4355	5960	6590

Tabela 4 - Massa dos TCs convencionais isolados a gás do fabricante A.

Fabricante A - Isolamento a gás								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	-	205	205	400	1650	1700	1800	-
Altura (mm)	-	2330	2330	3370	5080	5580	6580	-

Tabela 5 - Massa dos TCs convencionais isolados a óleo do fabricante B.

Fabricante B - Isolamento a óleo								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	240	290	490	1100	1500	1600	2800	4200
Altura (mm)	1718	2063	2490	3640	4600	5000	6100	8840

Tabela 6 - Massa dos TCs convencionais isolados a gás do fabricante B.

Fabricante B - Isolamento a Gás								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	230	-	300	570	650	1350	1000	1500
Altura (mm)	1525	-	2020	2867	3400	5650	5825	7940

Tabela 7 - Massa dos TCs ópticos do fabricante B.

Fabricante B - Óptico								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	-	-	-	172	-	240	276	363
Altura (mm)	-	-	-	2716	-	4256	5066	7116

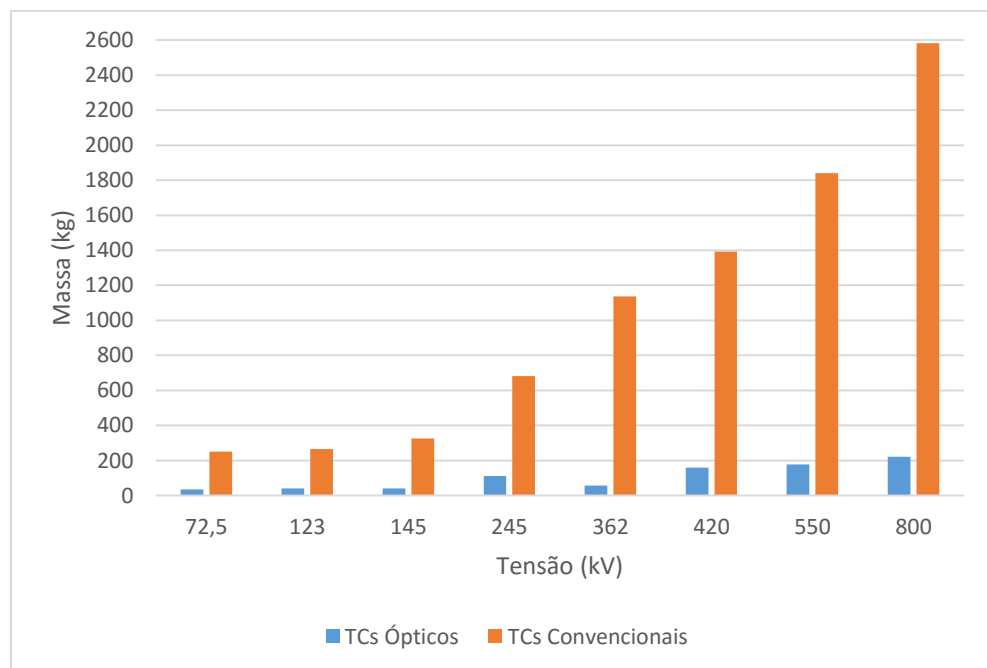
Tabela 8 - Massa dos TCs convencionais isolados a óleo do fabricante C.

Fabricante C - Isolamento a óleo								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	-	-	-	775	1010	1395	1900	-
Altura (mm)	-	-	-	3530	4525	5275	6035	-

Tabela 9 - Massa dos TCs ópticos do fabricante C.

Fabricante C - Óptico								
Classe de tensão (kV)	72,5	123	145	245	362	420	550	800
Peso (kg)	34	40	40	50	56	80	80	80
Altura (mm)	1389,4	1389,4	1978,9	2729	3229,1	5199,6	5199,6	5199,6

A Figura 28 apresenta a comparação entre as massas dos TCs ópticos com os TCs convencionais. A média das massas dos TCs convencionais dos três fabricantes foi comparado com a média das massas do TC óptico, mostrando que a diferença entre essas é expressiva. Dois dos principais fatores para essa diferença são o volume de óleo e o peso dos enrolamentos de cobre inexistentes no TC óptico. Esses fatores implicam em maiores gastos em manutenção para TCs convencionais e facilitam a manutenção de TCs ópticos.

**Figura 28 - Gráfico de comparação das massas dos TCs óptico e convencional.**

Fonte: Autoria própria (2016)

A Figura 29 compara as alturas dos TCs ópticos com os TCs convencionais. Ele foi construído de maneira similar ao gráfico da Figura 28. Nota-se que a diferença de altura não é significativa nos TCs até 245 kV, mas acima desta tensão a altura passa a ser significativa, podendo alterar o arranjo e/ou a estrutura de uma subestação.

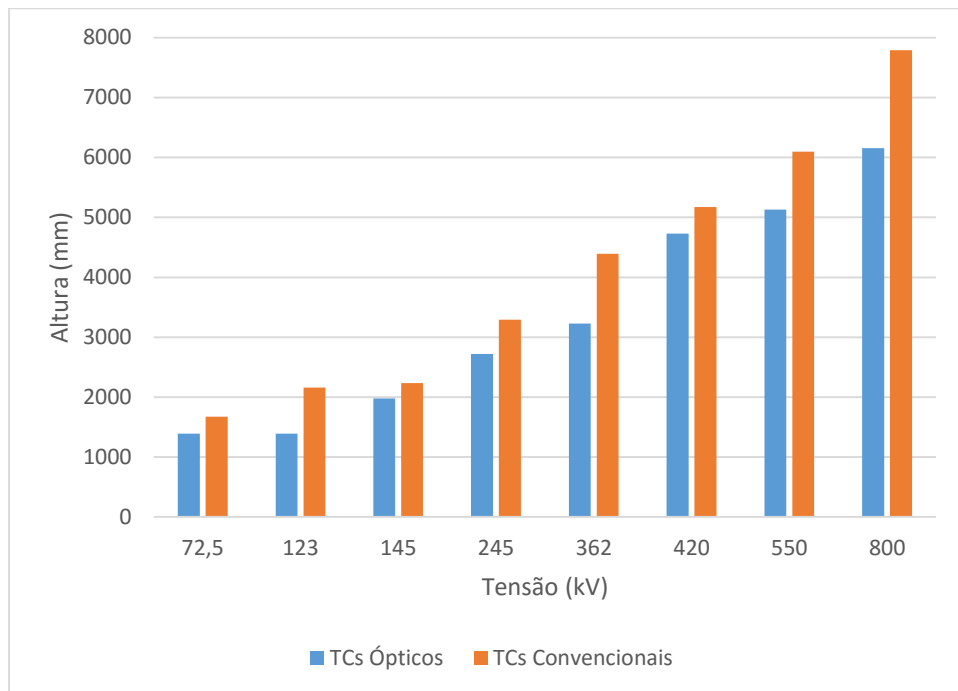


Figura 29 - Gráfico de comparação das alturas dos TCs óptico e convencional.
Fonte: Aatoria própria (2016)

4.2. MANUTENÇÃO

A manutenção dos TCs ópticos é bastante simplificada. Como não é utilizado óleo para sua isolação, o cuidado necessário com esses equipamentos é bem menor do que com os TCs convencionais. Conforme Lima (2009), as manutenções dos TCs ópticos limitam-se a inspeções visuais e com termovisores para detectar pontos quentes², enquanto que, nos TCs convencionais, são necessárias ainda coletas periódicas do óleo de isolação para análise, como também sua reposição.

² Pontos onde a temperatura é maior que a temperatura ideal de trabalho do equipamento.

O fato de serem mais leves do que os equipamentos convencionais simplificam também a manutenção de TCs ópticos, já que são mais fáceis de serem manuseados e transportados.

Vale lembrar também que não é possível realizar manutenção para retornar às suas condições normais de operação quando um TC convencional tem o seu núcleo saturado. Uma prática comum das concessionárias de energia, após a saturação de um TC, é a substituição imediata do TC saturado por um novo para que este TC saturado não implique em maiores problemas na linha, como por exemplo desligamento do sistema por uma medição precipitada. Isso faz com que os custos aumentem, pois precisa de um equipamento novo e mão de obra especializada para a troca deste.

Conclui-se, então, que o custo de manutenção é maior em TCs convencionais devido à utilização de óleo para isolação e à saturação, fatores inexistentes em um TC óptico.

4.3. SEGURANÇA

O nível de segurança apresentado pelos TCs ópticos é maior do que dos TCs convencionais. Devido à sua forma construtiva e seu funcionamento, os TCs convencionais apresentam maiores riscos para as instalações e para as pessoas que trabalham em sua proximidade.

Como mencionado no Capítulo 2 os TCs convencionais nunca devem operar com o seu secundário aberto. Como é formado um grande potencial entre os terminais do secundário, ele pode causar graves acidentes. O secundário aberto de um TC óptico não apresenta nenhum risco, pois nele é fornecido um sinal óptico.

O óleo utilizado para isolação pode oferecer riscos ao meio ambiente caso ocorra um vazamento do mesmo, já que o solo pode ser contaminado. Como não é utilizado óleo para isolação do TC óptico, esse problema não existe com o mesmo.

Outros problemas na isolação do TC convencional podem afetar também os equipamentos ligados ao TC ou aos circuitos adjacentes. A falha de isolação deste equipamento pode transferir um grande potencial para os equipamentos ligados a ele. Em TCs ópticos, mesmo com uma falha em sua isolação, não são transferidos

potenciais para o seu circuito secundário. Portanto, essa falha não apresenta riscos à instalação.

Em casos de falhas catastróficas de TCs convencionais, os mesmos podem vir a explodir. A coluna do isolador desses equipamentos é feita normalmente de cerâmica e pode despedaçar-se na ocorrência da explosão, lançando seus pedaços a diversos metros de distância, podendo atingir pessoas ou partes das instalações da subestação. Essas explosões podem também iniciar um incêndio no local, atingindo equipamentos, instalações e pessoas, como mostra a Figura 30.

A explosão de um TC da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) no ano de 2014 localizado na SE Cascavel comprometeu o fornecimento de energia elétrica de seis municípios, afetando pelo menos 58 mil consumidores. Isto ocorreu, pois, três transformadores de potência acabaram desligando-se com a explosão (PORTAL DA CIDADE,2016). Esse exemplo demonstra as consequências para o sistema devido à explosão de um TC.

Através de uma entrevista com um funcionário de uma concessionária de energia, foi mencionada a ocorrência de explosões de 6 TCs convencionais de um mesmo lote há alguns anos em subestações da mesma. Essas explosões ocorreram devido a falhas na construção dos equipamentos, que não foram constatadas antes da instalação dos mesmos. Este fato demonstra que, mesmo após os diversos testes que são realizados nos equipamentos antes de sua instalação em campo, um grave problema pode passar despercebido e gerar diversos prejuízos à empresa que o instalou.



Figura 30 - Explosão de um TC convencional em uma subestação de 500 kV
Fonte: YouTube (2009)

4.4. ECONÔMICA

Na tentativa de obter os preços dos TCs ópticos foram feitas consultas por *e-mail* com três fabricantes. Nenhum dos fabricantes informou, em valores de moeda corrente, o custo deste equipamento. O fabricante A informou que os preços variam de acordo com o nível de tensão. Para níveis até 230 kV, o TC óptico tem um valor mais elevado do que um TC convencional, porém, para níveis de tensão acima de 230 kV, o valor do TC convencional ultrapassa a do TC óptico. Esta informação pode ser confirmada na Figura 31.

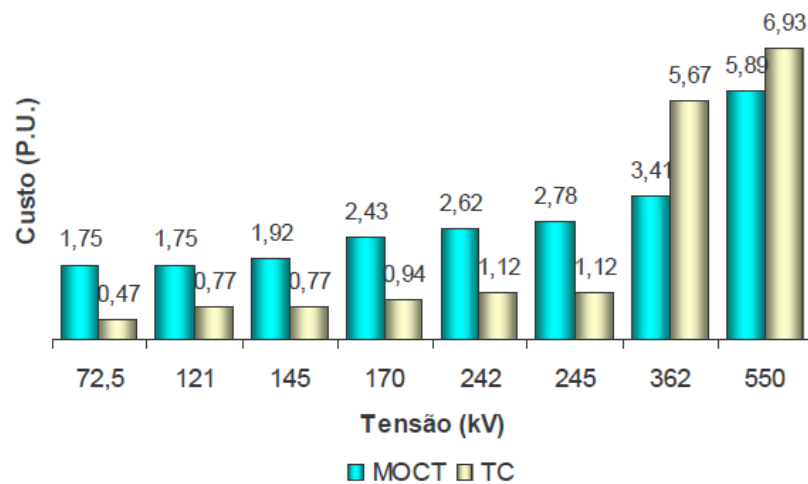


Figura 31 - Comparativo dos custos entre TC's convencionais e ópticos
Fonte: Lima (2009).

Vale lembrar que o gráfico comparativo acima foi desenvolvido no ano de 2003. As diferenças de preços podem ter sofrido alterações até o ano de 2016, porém esta informação não pode ser confirmada por falta de dados sobre os preços.

Como dito na seção 4.1 deste trabalho, para a instalação de TCs ópticos há uma economia com cabos de cobre e canaletas pelo fato de serem utilizadas apenas fibras óptica para conectar os TCs aos equipamentos localizados na sala de comando. Existe ainda um menor gasto com a estrutura da subestação devido ao seu peso e tamanho reduzidos.

Por outro lado, é necessária a capacitação da equipe responsável pela configuração, manutenção e supervisão tanto dos TCs ópticos quanto dos equipamentos, pois necessitam um bom conhecimento na área de redes de comunicação, já que não haverá como medir tensão e corrente nos terminais desses cabos. Haverá somente pacotes de dados disponíveis no servidor e será necessária uma interpretação das amostras adquiridas pelos componentes do circuito para identificar os eventos do sistema.

Além desses custos adicionais e do TC propriamente dito, será necessária a aquisição dos equipamentos para a medição e leitura dos sinais do TC óptico. Caso a subestação necessite da adaptação para a norma IEC 61850, o custo para a instalação dessa tecnologia será muito alto, o que inviabilizaria a inserção deste

equipamento no sistema. Maiores detalhes sobre esta norma serão discutidos na Seção 4.7 deste trabalho.

Ainda há uma barreira para a instalação dos TCs ópticos em uma subestação, pois há uma grande diferença de filosofia entre os dois tipos de tecnologia, a qual será abordada no Capítulo 5 deste trabalho.

4.5. VANTAGENS

Os TCs ópticos apresentam outras vantagens além daquelas que já foram mencionadas. Baran, Krefta e Marin (2014) e Lima (2009) citam alguma delas:

a) Em TCs convencionais, existe uma limitação para a construção de equipamentos de diferentes valores de correntes primárias por conta de problemas construtivos e econômicos. Enquanto isso, os sensores ópticos apresentam uma faixa de corrente dinâmica bastante ampla, permitindo que o mesmo equipamento óptico atenda valores diferentes de corrente sem a necessidade da troca de relação de transformação;

b) Quando um TC convencional é submetido a um curto-circuito, seu núcleo tende a saturar caso não suporte a corrente de falta. Nesses casos, o transformador perde a sua capacidade de medir a corrente primária com confiança, podendo atuar indevidamente uma proteção ou simplesmente não atuar, levando equipamentos a saírem de operação sem necessidade ou ficarem desprotegidos. Como os TCs ópticos não possuem núcleo ferromagnético, não há saturação do núcleo.

c) Quanto maior o nível de tensão ao qual um TC convencional está conectado, o número de secundários e as características elétricas da linha, maior o seu tamanho e massa. Isto ocorre por conta do volume de óleo e o peso dos enrolamentos de cobre. Já os TCs ópticos apresentam a mesma configuração do

cabeçote e da *Merging Unit* (MU), independentemente do nível de tensão ao qual está conectado, ou seja, a sua massa não apresenta grande variação;

d) Para medições em baixas correntes, os TCs convencionais apresentam um alto erro, já que a corrente de excitação que passa pelo seu núcleo distorce a corrente proporcional ao primário que deveria passar pelo seu secundário. Em TCs ópticos, quando configuradas as correntes máxima e nominal de maneira adequada, tanto as medições em altas quanto em baixas correntes, estão dentro dos erros aceitáveis.

e) Por conta de sua natureza construtiva e da transmissão de sinal através de fibras ópticas, os TCs ópticos são menos susceptíveis à interferência eletromagnética presente na subestação. Para TCs convencionais é necessário preocupar-se com a proteção dos mesmos contra este tipo de interferência.

4.6. DESVANTAGENS

Através de uma entrevista com o responsável pela instalação do TC óptico para teste na SE Uberaba, de propriedade da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) a qual será comentada no Capítulo 5, foi possível listar alguns pontos negativos dos TCs ópticos que ainda precisam passar por melhorias:

a) Quando o sensor óptico presente no cabeçote do TC óptico é submetido a temperaturas maiores que a temperatura ideal de trabalho do mesmo, ele pode perder a sua referência inicial e comprometer a medição da corrente primária. Para isso, é possível utilizar um componente eletrônico para compensar a temperatura no local;

b) O envio das medições digitalizadas aos equipamentos que utilizam esta informação é muito dependente do sincronismo com o GPS (*Global Positioning System*). Isto significa que, caso o módulo de controle perca o sincronismo com o relógio GPS, pode ocorrer a perda de pacotes de dados *Sample Values (SV)*. Este fator diminui a confiabilidade do equipamento já que faltas ou alarmes podem ser perdidos em casos de falta de sincronismo de tempo afetando a proteção do sistema;

c) Para a instalação desse equipamento é necessária uma atualização de todo o sistema de rede de dados da subestação, pois os TCs ópticos trabalham com módulos que o TC convencional não suporta. Sendo assim, será necessária a compra de novos equipamentos e, conseqüentemente, um treinamento para os operadores, pois a filosofia de operação e manutenção da rede de dados de uma subestação se altera completamente em relação aos praticados com TCs convencionais.

4.7. A NORMA IEC 61850

Com o avanço da eletrônica e das redes de computadores aliados com a dificuldade da comunicação digital com equipamentos de diversos fabricantes, por não haver uniformidade entre os protocolos de comunicação, dentro de uma subestação, foi desenvolvida a norma IEC 61850, uma norma internacional que permite os sistemas de proteção e controle se comunicarem de forma transparente. A Figura 32 mostra os protocolos comumente aplicados a automação de subestações antes da criação da norma IEC 61850.

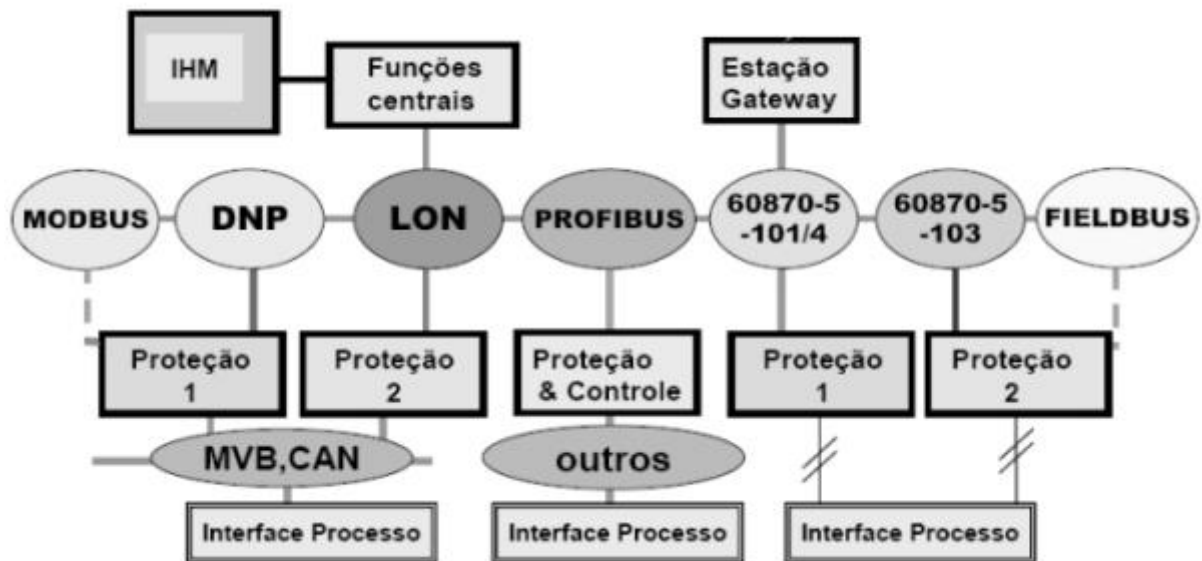


Figura 32 - Protocolos de comunicação antes da IEC 61850.

Fonte: Almeida (2011).

Conforme Paulino e Apostolov (2005), a automatização das subestações, baseadas na norma IEC 61850, pode ser total ou parcial. É parcial quando implementado o barramento de estação (IEC 61850-8-1) e é total quando, além do barramento de estação, é implementado o barramento de processos (IEC 61850-9-2).

Essa prática pode ser tanto feita em reformas de subestações quanto em subestações novas. Há uma economia de cabos de cobre, pois estes só serão utilizados em alguns processos, de acordo com Paulino e Apostolov (2005). Esses processos serão: alimentação AC ou DC, TIs secundários, unidades de medidas, contatos auxiliares de disjuntos, bobinas de *trip* e outros equipamentos.

A Figura 33 mostra, de maneira simplificada, a esquematização do barramento de processos da norma IEC 61850.

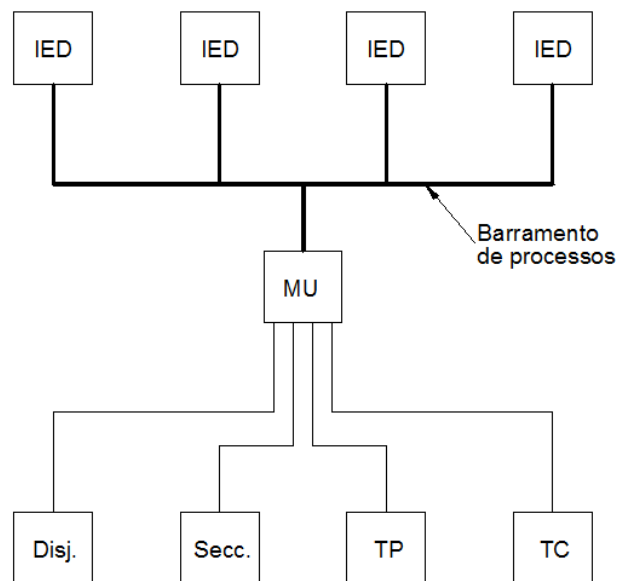


Figura 33 - Esquema do barramento de processos

Fonte: Adaptada de Lima (2009)

Os equipamentos através de cabos de cobre mandam sinais de tensão, corrente ou de “status” para a MU, a qual converte esse sinal e o disponibiliza para diversos IEDs (*Intelligent Electronic Device*), *comunicação multicast*, através de uma rede de dados, em geral uma *Local Area Network (LAN) Ethernet*. Vale salientar que somente a saída da MU é padronizada pela norma IEC 61850. Com a implementação do barramento de processos, as subestações poderão utilizar os TCs ópticos com maior facilidade (Lima, 2009).

5. O SETOR ELÉTRICO E O TC ÓPTICO

5.1. BARREIRA CULTURAL E ECONÔMICA

Desde meados da década de 1990, os relés eletromecânicos e estáticos começaram a ser substituídos por IEDs. Estes novos equipamentos recebem essa nomenclatura devido à grande quantidade de funções que apresentam. Além de executarem funções de proteção como seus antecedentes, eles ainda são capazes de controlar e comandar equipamentos, como, por exemplo, a abertura e fechamento de disjuntores e seccionadoras de uma subestação. A utilização destes dispositivos gera uma grande economia com relés auxiliares e cabos de cobre, como também uma redução no espaço físico necessário e nos custos de implementação e manutenção do sistema. Mesmo com tantos pontos positivos, ainda existem empresas resistentes à nova tecnologia por não confiarem totalmente na capacidade de um único equipamento realizar funções que antes eram executadas por diferentes equipamentos, mantendo a segurança do sistema. (LIMA, 2009).

A partir desse fato é possível notar o caráter conservador do setor elétrico. Ainda são necessárias demonstrações de diversos casos de sucesso do uso de novas tecnologias para que elas sejam completamente aceitas nesse setor. No caso dos TIs ópticos, não é suficiente vencer as barreiras culturais e tecnológicas para que sejam aceitos e implementados no sistema elétrico. Existe ainda uma barreira econômica a ser ultrapassada, pois os equipamentos disponíveis atualmente no mercado, assim como os profissionais que atuam na área de Sistemas Elétricos de Potência não estão preparados para esta nova tecnologia.

Os relés e IEDs são configurados para receberem os valores de tensão e corrente dos TCs e TPs através de cabos de cobre. São necessárias alterações no *hardware* destes dispositivos para que eles tenham compatibilidade com a entrada de informações analógicas através de cabos de rede. Isto demonstra como a tecnologia atual ainda não é compatível com os TIs ópticos.

As equipes responsáveis pela configuração, comissionamento e manutenção destes equipamentos precisam ser capacitadas a trabalharem com essa nova tecnologia. Os TCs ópticos enviam suas informações através de uma rede de

comunicação e um grande conhecimento dessa área é necessário para que os profissionais estejam preparados para lidar com esses equipamentos. Baran, Krefta e Marin (2014) lembram que ensaios e testes nos equipamentos baseados na norma IEC 61850 também demandam por mudanças em processos e métodos de ensaio. Não é possível realizá-los utilizando multímetros, como os profissionais já estavam acostumados. É necessária a captura e análise dos pacotes de dados que trafegam na rede do barramento de processo e isto só é possível através da utilização de *sniffers*, como, por exemplo, o *Wireshark*.

É necessário um grande investimento financeiro para que os equipamentos tenham os seus *hardwares* adaptados e para que os profissionais sejam devidamente treinados e habilitados a trabalharem com essa nova tecnologia. Este fator pode levar empresas a desistirem de implementar a nova tecnologia, mesmo que estejam convencidas de sua eficácia.

5.2. TRANSFORMADORES ÓPTICOS NO PARANÁ

A COPEL (Companhia Paranaense de Energia) instalou TCs ópticos de dois fabricantes diferentes em duas de suas subestações no Paraná para fins de teste. O primeiro foi instalado na subestação Posto Fiscal – 138 kV, no município de Paranaguá e o segundo foi instalado na subestação Uberaba – 230 kV, no município de Curitiba.

5.2.1. SUBESTAÇÃO POSTO FISCAL – 138 KV

Conforme Baran, Krefta e Marin (2014), o primeiro deles foi instalado no ano de 2013 através de uma parceria com a Artech. O TC do tipo óptico – modelo SDO OCT, da fabricante Artech, estava localizado na SE Posto Fiscal (SE PFL), no circuito Morretes 138 kV, situada no município de Paranaguá. A nova tecnologia foi colocada

em série com o TC indutivo convencional tipo TPY³, da fabricante Trafo, o qual fornece medidas analógicas de corrente proporcionais à corrente primária do circuito Morretes 138 kV. Seus valores de corrente foram comparados através de registradores de perturbação sincronizados no tempo por GPS.

A SE Posto Fiscal foi escolhida devido à sua proximidade com o mar e as condições climáticas adversas, como calor, salinidade e umidade provenientes da sua localização. Já o circuito Morretes 138 kV foi escolhido por apresentar uma baixa corrente de carga e pela topologia de sua faixa de servidão, ou seja, regiões de florestas e relevos acidentados propícios à ocorrência de defeitos. Desta maneira, o TC óptico pôde ser testado sob condições extremas que poderiam comprometer seu desempenho.

Além dos TCs, a subestação contava ainda com os seguintes equipamentos instalados:

- a) TP do tipo indutivo – fabricante Trafo;
- b) *Switch Ethernet* 61850 – modelo T1000, fabricante *Link Precision*;
- c) Registrador Digital de Perturbações (RDP) – modelo RPV-311, fabricante Reason;
- d) Registrador Digital de Perturbações (RDP) – modelo RPV-310, fabricante Reason;
- e) Medidor – modelo Landis+Gyr E880, fabricante Landis+Gyr;
- f) Relógio GPS – modelo RT 430, fabricante Reason;
- g) Relé de proteção – fabricante Ingeteam;
- h) Relé de proteção – modelo SEL311C, fabricante SEL.

Os equipamentos foram conectados à SE Posto Fiscal da seguinte maneira, conforme a Figura 34:

³ O limite de exatidão é definido pelo erro instantâneo de pico durante um ciclo transitório especificado. O fluxo remanescente não excede 10% do fluxo de saturação (Mardegan, 2010).

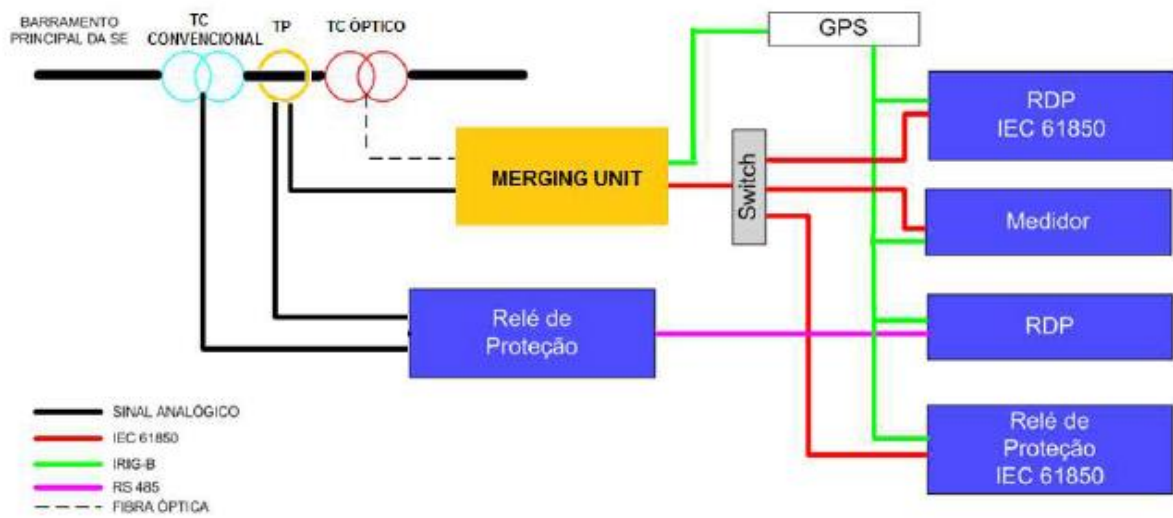


Figura 34 - Arranjo de equipamentos SE Posto fiscal.

Fonte: Baran, Krefta e Marin (2014).

Na Figura 35, é possível observar a instalação do TC óptico (em amarelo) junto ao TC indutivo convencional (em vermelho).

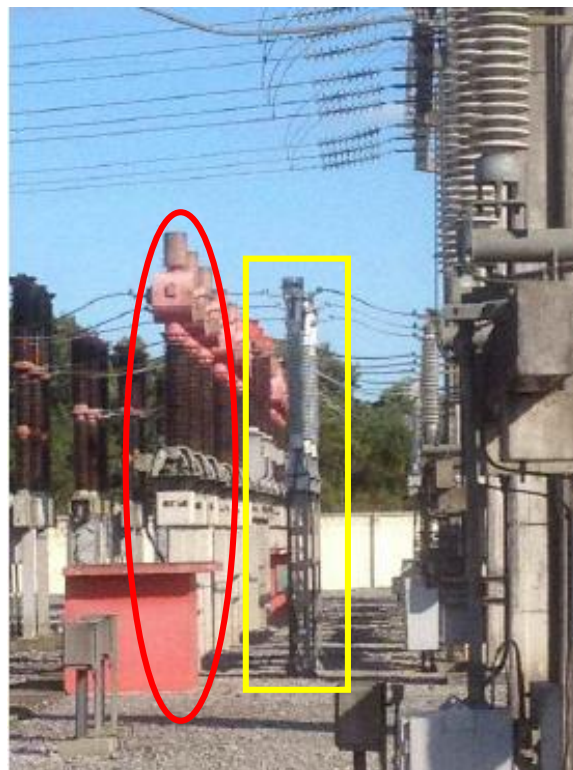


Figura 35 – TC's ópticos instalados em série com os TC's indutivos.

Fonte: Baran, Krefta e Marin (2014).

Nessa instalação, as informações de corrente e tensão dos TCs e TPs convencionais são enviadas ao RDP e relé de proteção por cabos de cobre. Enquanto isso, as informações do TC óptico chegam à MU através de fibras ópticas, onde são digitalizadas e transformadas em valores amostrados SV (*Sample Values*). O TP de barra também é ligado a MU, onde as informações de tensão adquiridas eletricamente são transformadas em SV. Depois de transformados, os SV são enviados ao *switch*, cuja responsabilidade é disponibilizá-los em seu barramento de processos para o RDP, medidor e relé de proteção que estão conectados via rede a este *switch*.

Todos os equipamentos são sincronizados pelo relógio GPS, o que permite o agrupamento dos SV com mesma estampa de tempo pelos IED e o processamento desses valores através de seus algoritmos próprios. Para efeitos de comparação entre as respostas dos equipamentos que utilizam a norma IEC 61850 com os equipamentos convencionais, é possível sobrepor as formas de onda registradas pelo RDP. Para este caso, foi utilizado o *software* Análise da Reason.

A Figura 36 apresenta um momento de perda de sincronismo das fases A e B com o GPS e a comparação entre duas resoluções de amostragem diferentes. Esta oscilografia foi obtida do relatório de Transformador de Corrente Óptico apresentado no Encontro Técnico da Geração e Transmissão em 2014. Para uma resolução de 80 amostras por ciclo, representada pelo número 1, a perda de sincronismo teve como consequência a perda do pacote de dados SV, como poder ser observado em 3. Já a corrente adquirida com 256 amostras por ciclo, representada pelo número 2 não foi afetada por esta perda de sincronismo e não perdeu os pacotes de dados SV.

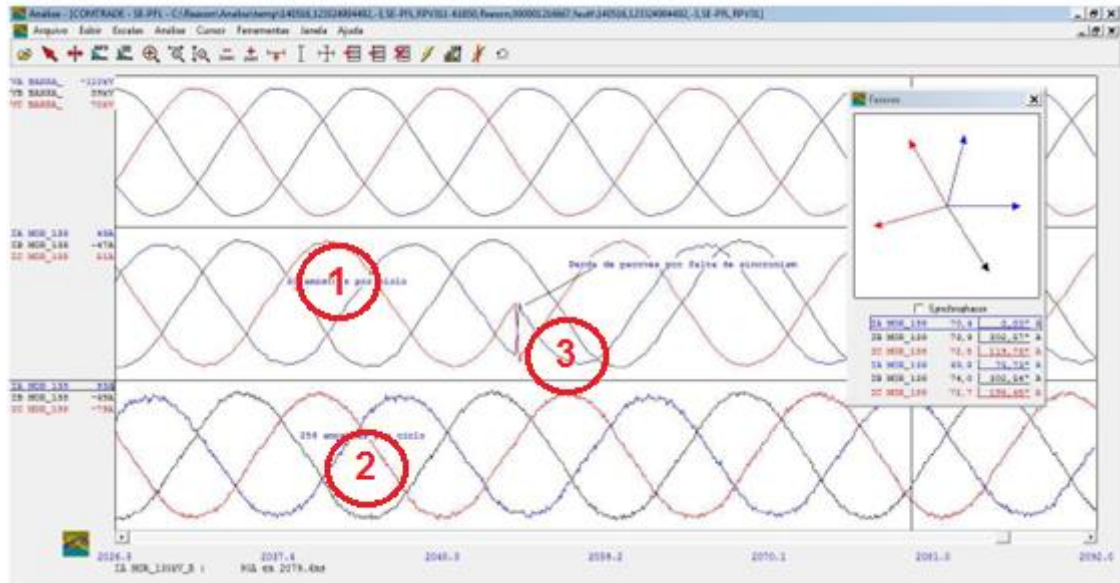


Figura 36 - Perda de sincronismo e diferença de resolução de amostragem.

Fonte: Baran, Krefta e Marin (2014).

O fato da perda de sincronismo afetar diretamente a aquisição de dados das medições de corrente é um fator desvantajoso para a nova tecnologia. Ele demonstra que o equipamento pode causar danos ao sistema caso esteja configurada para atuar na proteção do mesmo e os equipamentos auxiliares estejam utilizando uma resolução de amostragem baixa. Se o sincronismo for perdido durante a ocorrência de uma falta ou alarme do sistema e o pacote de dados enviados pela MU neste momento também for perdido, o sistema pode não operar como desejável, deixando, por exemplo, de abrir um disjuntor ou de alarmar problemas com os equipamentos da subestação.

A qualidade do sincronismo pode ser melhorada caso os equipamentos responsáveis pelo envio de pulsos, com informações de tempo para referência entre os equipamentos do sistema, tenha disponível o sincronismo pelo protocolo PTP (*Precision Time Protocol*). Este protocolo é capaz de realizar sincronização sobre redes *Ethernet* com exatidão de 100ns, o que permite aplicações como medição sincrofásorial sem a necessidade de redes de IRIG-B ou PPS dedicadas. O equipamento também deve ser capaz de permitir o controle avançado de estabilidade para manter uma sincronização contínua de equipamentos com alta exatidão para eventuais perdas de sincronismo com satélites (Baran, Krefta e Marin, 2014).

Apesar deste detalhe, os autores Baran, Krefta e Marin concluíram que os TCs ópticos instalados na SE Posto Fiscal apresentaram um excelente desempenho e múltiplas vantagens quando comparados aos TC's convencionais instalados na mesma subestação, como o seu tamanho, a possibilidade de operação com o secundário aberto e sua construção, apresentando uma faixa dinâmica muito mais ampla para valores de corrente, sem a necessidade de preocupação com troca de RTC.

5.2.2. SUBESTAÇÃO UBERABA – 230 KV

O segundo TC óptico instalado para fins de testes no estado do Paraná está situado na subestação Uberaba da COPEL. O TECO-MR 230 kV (Transformador Eletrônico de Corrente Óptico com Medição Redundante) foi desenvolvido em um projeto de Nacionalização de Transformador Eletrônico de Corrente Óptico com Medição Redundante Aplicável à Classes de Tensão até 550 kV (TRACTEBEL/ANEEL PD-0403-0037-2013). Este projeto está sendo desenvolvido pelas empresas brasileiras PowerOpticks Tecnologia LTDA e Reason Tecnologia SA. Todos os dados abaixo foram obtidos no Relatório Sobre a Instalação do TECO-MR 230 kV na SE Uberaba.

A escolha da SE Uberaba da COPEL deu-se devido à existência de um TC indutivo convencional operando segundo a norma IEC 61850 para fins de teste. Após a instalação do TECO, é possível comparar as medições de três tecnologias distintas de monitoração de corrente: um TC convencional ligado ao oscilógrafo por meio de cabos de cobre, um TC convencional ligado a MU gerando dados em formato SV na rede de processos e o TC óptico gerando dados em formato SV na rede de processos.

Na Figura 37, é possível observar a instalação do TC óptico (em amarelo) junto ao TC indutivo convencional (em vermelho) na SE Uberaba.

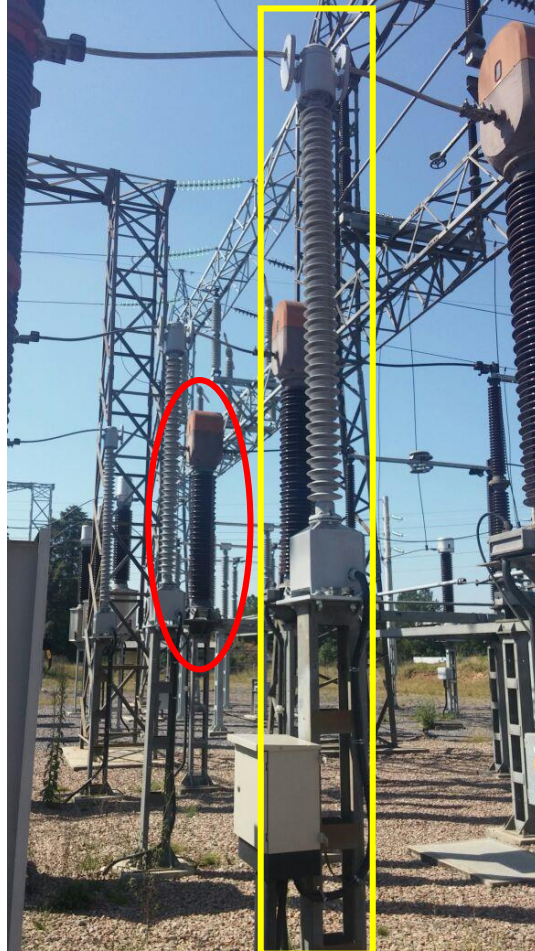


Figura 37 – TCs convencionais e ópticos conectados em série na SE Uberaba.

Fonte: Power Opticks (2016)

O sistema de SE Uberaba é composto pelos seguintes equipamentos:

- a) *Merging Unit* – Modelo MU320, fabricante Reason;
- b) Registrador Digital de Perturbação (RDP) - modelo RPV-311, fabricante Reason;
- c) *Switch Ethernet* 61850 – Modelo T1000, fabricante Link Precision;
- d) Relé de proteção 61850 9.2 LE – Modelo MiCOM P444, fabricante Alstom;
- e) Relógio GPS – Modelo RT434, fabricante Reason;
- f) Distribuidor de Sinais – modelo RT411, fabricante Reason.

A Figura 38 mostra o painel instalado na sala de comando da SE Uberaba, no qual estão instalados os equipamentos utilizados para as medições de corrente pelo uso dos três tipos de TC da subestação. Os equipamentos identificados são:

- a) Registrador Digital de Perturbação (RDP) – TC Óptico;
- b) Switch 61850;
- c) Relé de Proteção 61850;
- d) Relógio GPS;
- e) Registrador Digital de Perturbação (RDP) – TC Indutivo.

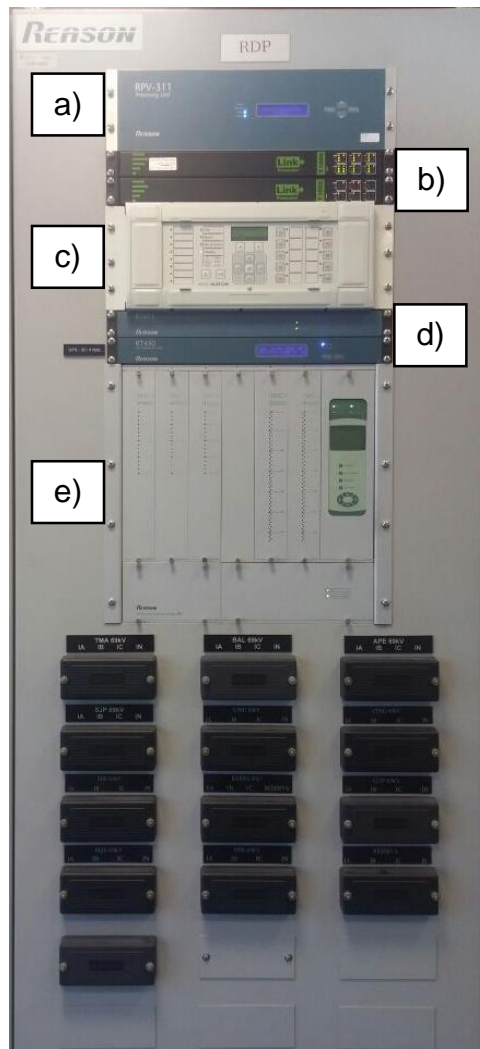


Figura 38 - Equipamentos instalados no painel "Bay-Digital".

Fonte: Autoria própria (2016).

Os equipamentos referentes ao TC óptico precisaram ser instalados na porta traseira deste mesmo painel, pois não havia espaço disponível na porta dianteira, como também para mais um painel na sala de comando. Os equipamentos citados podem ser observados na Figura 39.



Figura 39 - Porta traseira do "Bay-Digital".

Fonte: A autoria própria (2016).

O módulo MO-1000 é responsável pela aquisição de informações ópticas da corrente medida. Já o módulo de controle MC-61850 recebe essas informações ópticas e as digitaliza, disponibilizando-as em blocos de dados no formato de SV para um barramento de processos.

Estão instalados dois módulos de cada tipo, pois um conjunto MO-1000 e MC-61850 é responsável pela medição principal, enquanto o outro realiza a medição redundante. Isso significa que os equipamentos que usarão as informações de corrente, como relés de proteção e oscilógrafos, devem recebê-las dos módulos principais e, no caso de falha dos mesmos, utilizar a corrente informada pelo TECO-MR redundante.

Apenas para fins de testes, o módulo MO-1000 redundante foi ligado a um Distribuidor Geral Óptico (DGO) instalado no pátio e não no painel. Sendo assim, o

espaço referente ao mesmo na porta traseira do painel da sala de comando encontra-se vazio, mas reservado para uma possível instalação futura.

O diagrama geral de instalação do TECO-MR à SE Uberaba está representado na Figura 40. É realizada a monitoração da corrente de uma linha trifásica, considerando uma configuração redundante, como mencionado anteriormente.

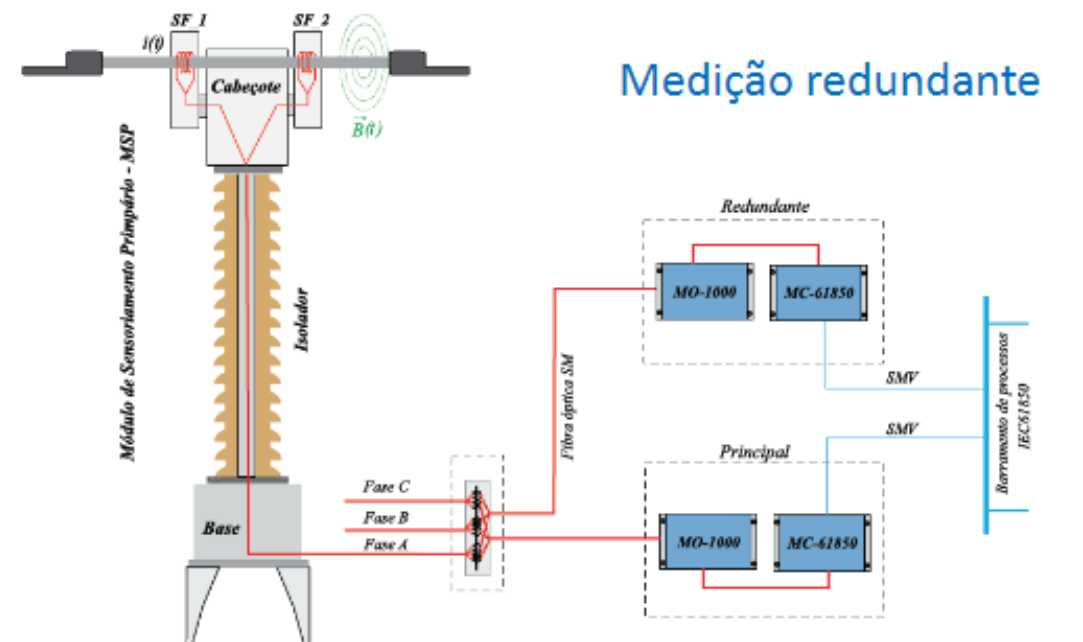


Figura 40 - Diagrama geral da SE Uberaba.

Fonte: Power Opticks (2016)

O TECO consiste em um Módulo de Sensoriamento Primário (MSP), o qual é composto por uma base metálica, a qual sustenta um isolador, sobre o qual é fixado um cabeçote. Dentro do cabeçote estão dois sensores Faraday independentes (SF1 e SF2), cada qual forma um circuito óptico independente, sendo SF1 referente à medição principal e SF2 à medição redundante.

A fonte de laser instalada ao módulo MO-1000 injeta um feixe de luz polarizada na fibra óptica conectada ao sensor Faraday. Esta luz é deflexionada pelo efeito Faraday ao passar pelo campo magnético produzido pela corrente do circuito em observação e retorna ao módulo MO-1000. Depois do seu retorno, sua deflexão é comparada com a referência original, já que o grau de deflexão da luz polarizada é

proporcional ao valor de corrente que está passando pelo circuito. Essa informação óptica é enviada por uma fibra óptica ao módulo de controle MC-61850, onde é digitalizada e blocos de dados no formato SV são enviados ao barramento de processo e distribuídos para os equipamentos de destino, como relés, medidores e registradores de perturbação.

Como o TECO-MR foi instalado entre o disjuntor e o TC convencional como mostra a Figura 41, foi possível passar o próprio cabo de cobre do trecho da linha monitorada dentro do seu cabeçote, ao invés de utilizar um *link* de corrente ligado à linha. Para isso, foi utilizada uma base metálica aterrada para fixar e elevar cada MSP até atingir a altura da linha.

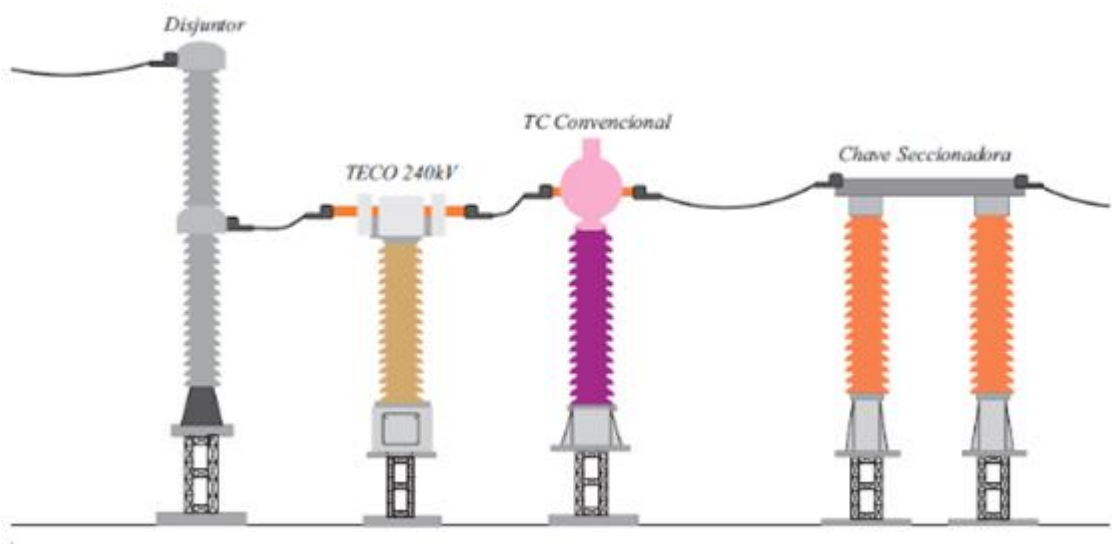


Figura 41 - Disposição física da instalação do MSP do TECO-MR na SE Uberaba.

Fonte: Power Opticks (2016)

O DGO de pátio, que abriga o MO-1000 redundante e as fibras ópticas provenientes de todos os MSP, foi colocado junto à base da fase A do TECO-MR, conforme Figura 42 e Figura 43. Este distribuidor está ligado aos MSP através de mangueiras especiais de borracha e a uma canaleta com tampa de concreto através de dois tubos de PVC, pela qual passam os cabos que vão do pátio da SE até a sala de comando.



**Figura 42 - DGO de pátio fechado instalado na base da fase A do TECO-MR.
Fonte: Autoria própria (2016)**



**Figura 43 - DGO de pátio aberta instalado na base da fase A do TECO-MR.
Fonte: Autoria própria (2016)**

Já que o TECO-MR está instalado para fins de testes, as empresas responsáveis realizaram algumas mudanças em relação ao diagrama geral de instalação apresentado na Figura 40 justamente para testar o máximo de possibilidade e situações possíveis atreladas ao equipamento.

Com base nisso, o módulo redundante MO-1000 não foi ligado à porta traseira do painel referente aos TCs localizado na sala de comando e sim ao DGO de pátio. Esta ligação externa tem o objetivo de observar um cenário diferente da interna, já que a mesma apresenta problemas de alimentação e temperatura diferentes da instalação interna.

Com esse mesmo intuito, foi incluída uma placa de compensação de temperatura somente ao cabeçote da fase A. Desta forma, a fase em questão garante uma classe de exatidão de medição de 0,2, enquanto que, para as outras fases, pode-se obter uma exatidão de 2%.

Sendo assim, é possível dizer que foram instalados dois modelos diferentes de TECO-MR ao sistema da SE Uberaba. Às fases B e C foi instalado o TECO-MRP, cujo uso é voltado apenas para a proteção, apresenta uma classe de exatidão 2 e não utiliza sistemas de compensação de temperatura. Já à fase A, foi instalado o TECO-MRM, projetado para ser utilizado tanto para medição quanto para proteção, já que sua classe de exatidão é igual a 0,2 e utiliza um sistema de compensação de temperatura. A diferença na construção dos modelos está no tipo de placa de aquisição que se encontra dentro do módulo de controle MC-61850. Enquanto a placa presente no módulo de controle do TECO-MRP é denominada MUAF, a do TECO-MRM é denominada PAQ_FT. Esta última recebe, além dos dois sinais ópticos provenientes dos sensores Faraday, um sinal óptico com informação de temperatura gerado em uma placa eletrônica acoplada ao cabeçote do TECO-MR. Caso esta placa apresente algum problema, a compensação de temperatura do equipamento é interrompida, mas ele continua operando normalmente, alterando apenas a sua classe de exatidão de 0,2 para 2, como o TECO-MRP.

A configuração das correntes nominais nos TECO-MR principal e redundante também foram alteradas com o objetivo de testar em campo o desempenho de bobinas Faraday com diferentes sensibilidades. Assim, para o TECO-MR principal, todos os três sensores de corrente no MC-61850 foram configurados com uma corrente nominal de 1200A, com uma faixa de medição de até 25 kA, valores que vêm de fábrica. Já o MC-61850 redundante foi configurado com faixas de corrente

diferentes da nominal: as fases A e B com corrente nominal de 1800A e corrente máxima de 36 kA e a fase C com corrente nominal de 400A e corrente máxima de 8kA.

A instalação do TECO-MR à SE Uberaba e os testes dos sistemas ópticos, mecânicos e elétricos do mesmo foram finalizadas no mês de março de 2016. Com um mês de operação, as medições de corrente do TC convencional e do TECO foram adquiridas e seus gráficos foram comparados.

Na Figura 44, é possível observar os valores fasoriais do módulo e do ângulo registrados pelos dois tipos de transformadores. Nota-se que o TECO-MR apresenta um adiantamento de 1,5 graus elétricos em relação ao TC convencional. Isto ocorre pelo fato da tecnologia óptica apresentar mínimos níveis de atraso de fase, enquanto que os transformadores convencionais podem apresentar atrasos tipicamente entre 1 e 3 graus elétricos.

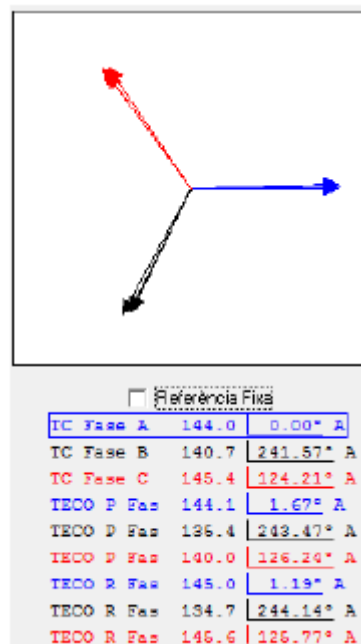


Figura 44 - Componentes de módulo e ângulo das correntes medidas pelo TC convencional e pelo TECO-MR.

Fonte: Power Opticks (2016)

A Figura 45 apresenta estes mesmo sinais com as correntes de cada fase agrupadas, facilitando a comparação entre os transformadores utilizados para a

medição. Em todos os gráficos apresentados, a cor vermelha representa as medições adquiridas pelo TC convencional, enquanto a cor azul representa as medições realizadas pelo TECO-MR. É possível notar certo nível de ruído sobreposto aos sinais monitorados.

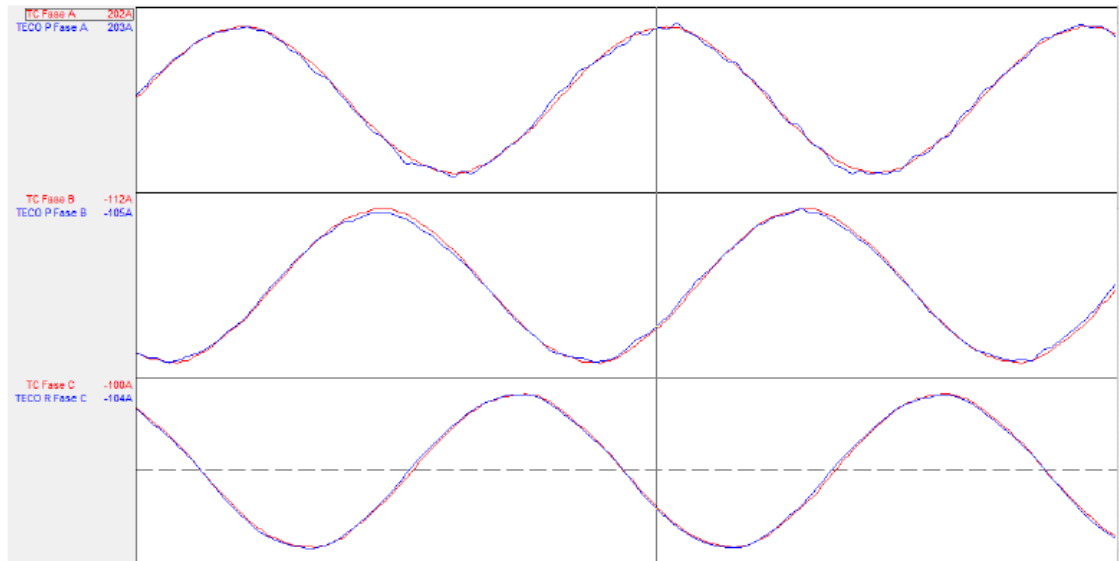


Figura 45 - Correntes monitoradas no TC convencional e TECO-MR principal.

Fonte: Power Opticks (2016)

Como mencionado anteriormente, as correntes nominais e máximas do TECO-MR principal e redundante foram configuradas com valores diferentes. Nos gráficos apresentados a seguir, é possível notar a relação desta configuração com o nível de ruído na medição da corrente.

A linha monitorada apresenta uma corrente de curto-circuito de 8 kA. Isto significa que, para reduzir o ruído, o TC deve ser configurado com uma corrente máxima de 8 kA e uma corrente nominal de 400A, como foi feito para a fase C do TECO-MR redundante.

Observa-se, na Figura 46, que o nível de ruído do TC convencional é bem maior do que do TC óptico.

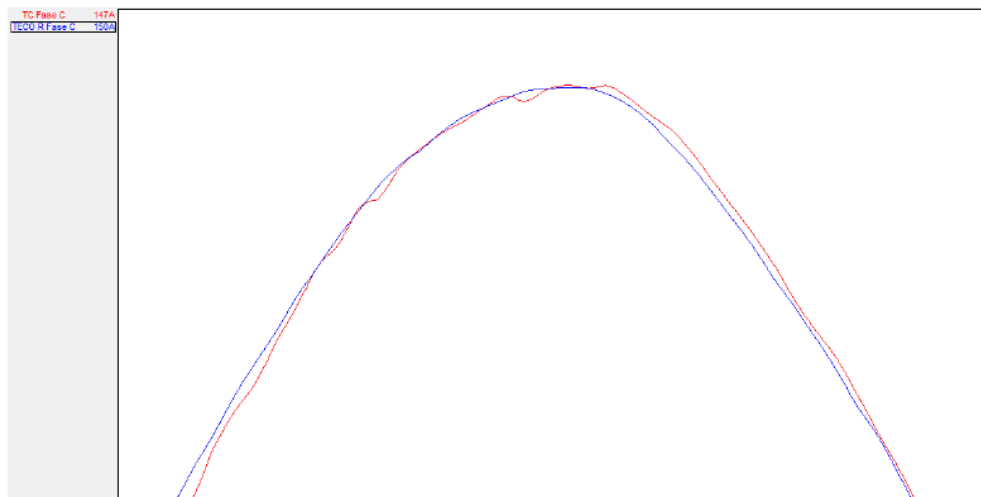


Figura 46 - Correntes monitoradas na fase C do TC convencional e do TECO-MR redundante.

Fonte: Power Opticks (2016)

Em contrapartida, para as fases A e B do TECO-MR principal, o ruído presente no TC óptico é maior do que no TC convencional, como observado na Figura 47 e Figura 48

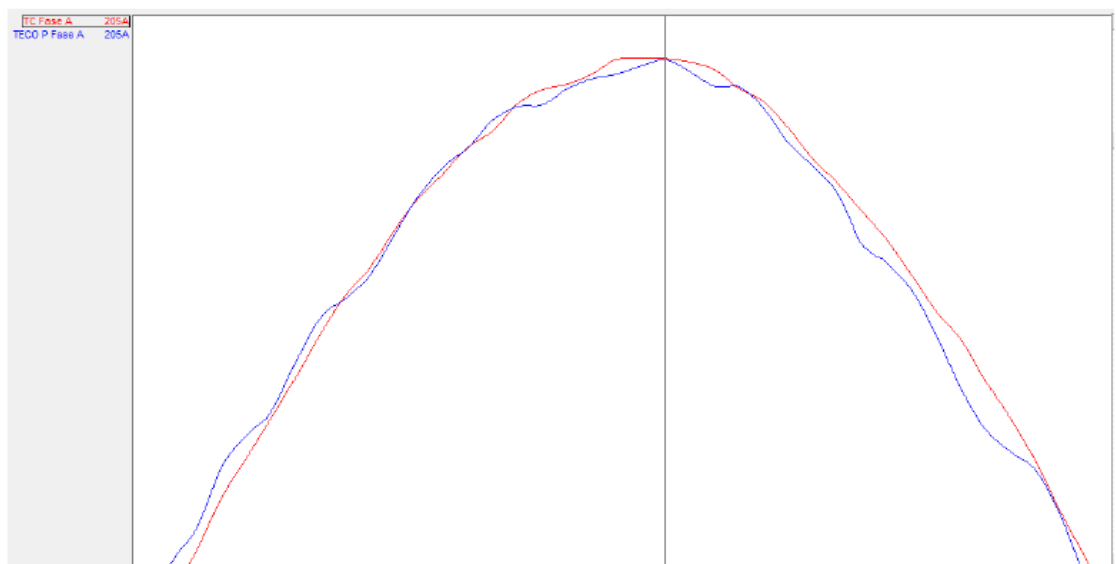


Figura 47 - Correntes monitoradas na fase A do TC convencional e do TECO-MR 230KV principal.

Fonte: Power Opticks (2016)

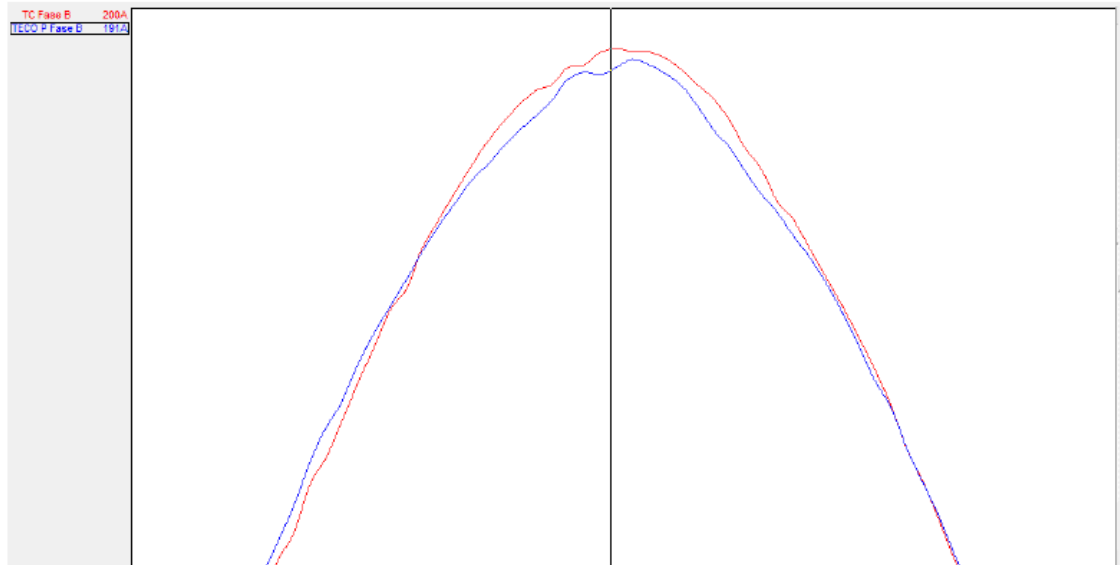


Figura 48 - Correntes monitoradas na fase B do TC convencional e do TECO-MR 230KV principal

Fonte: Power Opticks (2016)

Para medições de correntes relativamente baixas, os ruídos tornam-se mais perceptíveis nos gráficos. Como as fases A e B do TECO-MR principal foram configuradas para uma corrente nominal de 1200A e uma corrente máxima de 25 kA, para uma corrente de 200A na linha, têm-se um ruído de 5A, bem perceptível nos gráficos acima.

O TC óptico não faz diferenciação entre bobina de medição e bobina de proteção, como é feita nos TC convencionais. Mesmo assim, o valor máximo de curto-circuito e a corrente nominal devem ser considerados no momento de configurar o TC, para que seja possível a minimização dos níveis de ruído nas medições do mesmo.

O relatório técnico do PD-0403-0037-2013 conclui que o TECO-MR instalado se comportou de maneira esperada, apresentando vantagens metrológicas em relação ao TC convencional instalado na mesma subestação, além de não estar sujeito a falhas de isolamento nem sofrer riscos de explosão. A monitoração da nova tecnologia será realizada via conexão VNP (*Virtual Private Network*) e seus resultados são disponibilizados periodicamente pela COPEL e para a Reason Tecnologia. Como parte deste programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), novos relatórios serão gerados assim que o equipamento completar seis meses e um ano de operação.

6. CONCLUSÃO

Apesar de apresentar diversos pontos positivos quando comparados com os equipamentos convencionais, como, por exemplo, o peso reduzido, ausência de óleo isolante, saturação do núcleo inexistente e melhor exatidão, os TCs ópticos nos dias de hoje ainda são pouco utilizados nos sistemas elétricos de potência. Por se tratar de uma tecnologia ainda muito nova, acredita-se que são necessários vários testes e melhorias antes de ser empregada em maior escala.

Novas tecnologias não são facilmente aceitas no setor elétrico. Por conta do caráter conservador do setor, barreiras culturais e econômicas precisam ser quebradas para aumentar o interesse por TCs ópticos. Os dispositivos eletrônicos disponíveis atualmente no mercado não estão preparados para a aquisição de medições através de uma rede de dados. Da mesma forma, os profissionais responsáveis pela operação e manutenção de subestações não estão tecnicamente aptos a lidar com a nova tecnologia, já que a filosofia utilizada atualmente para realizarem seus trabalhos muda completamente quando são instalados equipamentos ópticos à subestação. Além disso, os TCs com núcleo ferromagnético apresentam grandes vantagens como o baixo custo, a isolamento galvânica, confiabilidade e facilidade de implementação, vida útil elevada, fatores que prejudicam a aceitação de um possível substituto desconhecido.

Outro ponto que contribui para a pequena aplicação dos TCs ópticos no sistema elétrico é por conta da divulgação e conhecimento desta tecnologia ser bastante limitada. Notou-se que muitas pessoas da área de engenharia elétrica desconhecem essa tecnologia, sejam elas estudantes ou profissionais.

A principal dificuldade encontrada nesse trabalho foi o levantamento de preços, pois através do contato com os fornecedores, nenhum divulgou a informação do valor do TC ou do “pacote” incluindo os equipamentos necessários para a montagem do circuito de medição do TC. Por ainda estar em fase de testes, os fornecedores ainda não devem ter fixado o valor dos TCs, possivelmente, e a procura das concessionárias ainda está baixa. Acredita-se que, se a procura por parte das concessionárias aumentar, os fabricantes apresentarão propostas de fornecimento com maior frequência.

A expectativa para futuras aplicações no setor elétrico é bem positiva, as quais destaca-se principalmente:

- a) Exatidão melhorada;
- b) Faixa dinâmica maior;
- c) Fácil adaptação à norma IEC 61850;
- d) Não necessitam de estruturas civis muito desenvolvidas por causa de seu peso.

REFERÊNCIAS

ABB. **INDOOR CURRENT TRANSFORMERS**. Brno – República Tcheca, 2011.4 p. Catálogo.

ALMEIDA, Ezequiel M. **NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES**. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará - Fortaleza, 2011.

ANZO. **TRANSFORMADORES DE CORRENTE**. São Paulo, 2013. 9 p. Catálogo. Disponível em: <<http://www.anzo.com.br/downloads/17112010-Catalogo-Transformadores-de-Corrente-Anzo.pdf>>. Acesso em: 20 de outubro de 2015.

ARTECHE, **COPEL PROCESS BUS INSTALLATION USING ARTECHE OPTICAL CURRENT TRANSFORMER**. Disponível em: <<http://artech.com/de/copel-process-bus-installation-using-artech-optical-current-transformer>>. Acesso em: 10 de maio de 2015.

ARTECHE, Transformador de instrumentos - Alta tensão. **TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUTIVO**. Disponível em: <<http://www.artech.com/pt/produtos/transformadores-de-potencial-indutivo>>. Acesso em: 10 de maio de 2015.

ARTECHE, Transformador de instrumentos - Alta tensão. **TRANSFORMADORES DE CORRENTE**. Disponível em: <<http://www.artech.com/pt/produtos/transformadores-de-corrente>>. Acesso em: 10 de maio de 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855**: Transformador de potencial indutivo - especificação. Rio de Janeiro, 2009, 71 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: Transformador de corrente - especificação e ensaios. Rio de Janeiro, 2015, 111 p.

BANERJEE, G.K. **ELECTRICAL AND ELETRONIC MEASUREMENTS**. PHI Learning Pvt. Ltd., 2012.

BARAN, G.; KREFTA, G. F.; MARIN, M.A. **TRANSFORMADOR DE CORRENTE ÓPTICO**. In: Encontro Técnico da Geração e Transmissão, 2014, Curitiba.

BERNARDO, Luís Miguel. **HISTÓRIA DA LUZ E DAS CORES VOLUME 2**. Porto: Editora da Universidade do Porto, 2007.

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLOGIA CELSO SUCKOW DA FONSECA – CEFET-RJ. **CONSULTORIA PARA USO EFICIENTE DE ENERGIA**. Rio de Janeiro, 1999, 85 p.

CHRISTOPOULOS, C.; WRIGHT, A. **ELECTRICAL POWER SYSTEM PROTECTION**. Nottingham: Springer-Science+Business Media, BV, 1999.

GOMEZ-LUNA, E.; MAYOR, G.A.; GONZALES-GARCIA, C.; GUERRA, J.P. **CURRENT STATUS AND FUTURE TRENDS IN FREQUENCY-RESPONSE ANALYSIS WITH A TRANSFORMER IN SERVICE**. IEEE, 2013.

GONÇALVES, Renato M. **GUIA DE PROJETO PARA SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrotécnica) – Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2012.

HECHT, Eugene, **OPTICS**. Nova Iorque: Addison Wesley, 2002.

INTERNACIONAL ELECTRONIC COMMISSION (IEC). IEC 60044-1: Instrument transformers: Part 1: current transformers, Switzerland, 2003, 111 p

JORGE, P. Sensores **ÓPTICOS PARA A MEDIÇÃO DE CORRENTE ELÉTRICA EM ALTA-TENSÃO**. Tese de doutorado; Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2001.

KARADY, G. G.; KUCUKSARI, S.; MA, Y. **PERFORMANCE ASSESSMENT OF ADVANCED DIGITAL MEASUREMENT AND PROTECTIONS SYSTEM.** Arizona State University, Arizona, 1996.

KINDERMANN, Geraldo. **PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA:** Volume 1 - Edição do Autor. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2012.

KUCUKSARI, Sadik. **DEVELOPMENT OF MODELS FOR OPTICAL INSTRUMENT TRANSFORMERS.** Master Thesys. Arizona State University, Arizona, 2010.

LIMA, Dorival Kitakawa. **TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS ÓPTICOS: ASPECTOS DA VIABILIDADE DO SEU USO PELAS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.** 2009. (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

LIMA, Dorival K. et. al. Transformadores para instrumento ópticos: sua viabilidade no setor elétrico brasileiro. **PORTAL O SETOR ELÉTRICO.** Jul.2010. Disponível em: <<http://www.osestoreletrico.com.br/web/colunistas/coluna/411-transformadores-para-instrumentos-opticos-sua-viabilidade-no-setor-eletrico-brasileiro.html>>. Acesso em: 10 de maio de 2015.

LIMA, Luís Henrique L. **AULA 02: REVISÃO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – TRANSFORMADORES DE MEDIDAS E DISJUNTORES DE POTÊNCIA.** Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2013.

MINIPA. **CATÁLOGO GERAL 2012 VOL 1.** São Paulo, 2012. 56 p. Catálogo

MUZY, GUSTAVO L. C. O. **SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS.** 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro

NING, Y.N.; Wang, Z.P. **RECENT PROGRESS IN OPTICAL CURRENT SENSING TECHNIQUES.** Rev. Sci. Instrum. 1995, 66, 3097–3111.

OLIVEIRA, Patricia Cals de. **ANÁLISE DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA MEDIÇÃO**. 2001. 136 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia para a Qualidade Industrial) - Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

OLIVEIRA, Laís Araújo Falcão de. **ESTUDO DE MODELOS DE TRANSFORMADORES PARA ALTAS FREQUÊNCIAS**. 2011. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.

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, 2007.

PORTAL DA CIDADE. **Explosão em Transformador deixa 58 mil Consumidores sem Luz**. Disponível em: <<http://foz.portaldacidade.com/noticias/2568-explosao-em-transformador-deixa-58-mil-consumidores-sem-luz>>. Acesso em 7 jun 2016.

PORTAL GRANDES CLIENTES. Celesc Distribuição S.A. **EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO**. Disponível em: <http://portal.celesc.com.br/portal/grandesclientes/index.php?option=com_content&task=view&id=132&Itemid=213>. Acesso em 14 set. 2015.

POWER OPTICKS, Pesquisa e Desenvolvimento de Supervisão, Controle E Proteção De Sistemas De Energia Elétrica (Florianópolis). **TECO-MR 550 kV - Nacionalização de Transformador Eletrônico de Corrente Óptico com Medição Redundante Aplicável à Classes de Tensão até 550 kV**. TRACTEBEL/ANEEL PD-0403-0037-2013, 10 abr. 2016.

RODRIGUES, Jonatas Marques. **ESTUDO TUTORIAL DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS**. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora

RUI, Rafael, **INTERFERÔMETRO DE SAGNAC NÃO LINEAR**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Física) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

SATO, Fujio, **PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Campinas, SP, 2005.

SANTOS, Eduardo M. **MÉTODOS PARA CORREÇÃO DAS DISTORÇÕES DA FORMA DE ONDA SECUNDÁRIA CAUSADAS PELA SATURAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA SERVIÇOS DE PROTEÇÃO**. 2011. (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2011.

SAWA, T.; KUROSAWA, K.; KAMINISHI, T.; YOKOTA, T. **DEVELOPMENT OF OPTICAL INSTRUMENT TRANSFORMERS** In: IEEE Transactions. on Power Delivery, vol. 5, pp.884-891, April 1990.

SCHETTINO, Bruno M. **UMA PROPOSTA PARA DETECÇÃO E COMPENSAÇÃO DOS EFEITOS CAUSADOS PELA SATURAÇÃO DOS NÚCLEOS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE UTILIZADOS EM CIRCUITOS DE PROTEÇÃO**. 2012. (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

SEGATTO, E.C.; COURRY, D. V. **REDES NEURAIAS ARTIFICIAIS RECORRENTES APLICADAS NA CORREÇÃO DE SINAIS DISTORCIDOS PELA SATURAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE**. Escola de Engenharia de São Carlos – USP – Universidade de São Paulo. São Carlos, 2006.

SENRA, Renato. **ENERGIA ELÉTRICA – MEDIÇÃO, QUALIDADE E EFICIÊNCIA**. 1 ed. – São Paulo: Baraúna, 2013.

SILVA, THAIS S. **CONSOLIDAÇÃO DO MATERIAL DIDÁTICO DA DISCIPLINA DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SOUZA, J. N.; Lima, A. C. S.;HAZAN, S. S.. **CONSOLIDAÇÃO DO MATERIAL DIDÁTICO DA DISCIPLINA DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. **Normas para elaboração de trabalhos acadêmicos**. Comissão de Normalização de Trabalhos Acadêmicos. Curitiba: UTFPR, 2008. 122p.

WELLINGS, J.G.; MAYO C.G.. **INSTRUMENT TRANSFORMERS**. IEEE, 1930, 68 p.

YOUTUBE, **Explosão Transformador de Corrente 525 kV**. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=YmR4B4vr_nE>. Acesso em: 24 abr. 2016.