

# Investigação das Grandezas que Impactam na Vida Útil de um Transformador de Potência

Giancarlo de França Aguiar, Bárbara de Cássia Xavier  
Cassins Aguiar e Volmir Eugênio Wilhelm  
Departamento de Matemática  
Universidade Federal do Paraná – UFPR e IFPR  
Curitiba, Brasil  
giancarlo.aguiar@ifpr.edu.br

Helena Maria Wilhelm e Humberto de Alencar Pizza  
da Silva  
Departamento de Engenharia Elétrica  
Universidade de São Paulo - USP  
São Paulo, Brasil

**Resumo**—Este trabalho ilustra um cenário dos sistemas de geração de energia e as suas principais preocupações. Apresenta a norma IEC 61850 e discute a importância da gestão no gerenciamento de ativos, através do provimento de serviços de energia. Introduce comentários sobre transformadores de potência e investiga as principais grandezas que impactam na vida útil destes dispositivos de potência.

**Palavras-chave**—IEC 61850; Transformadores de Potência; Extensão da Vida Útil; Grandezas Monitoradas

## I. INTRODUÇÃO

Com uma demanda crescente no provimento de energia elétrica, para a população, observa-se que é necessária a racionalização consciente e também um aumento de geração, transmissão e distribuição de energia. Dados do atlas de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2008), revelam que os trinta países que compõe a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico-OCDE<sup>1</sup> são historicamente os maiores consumidores de energia elétrica no mundo. A Figura 1 ilustra os distintos volumes de consumo de energia primária em diversas regiões mundiais em 2007.

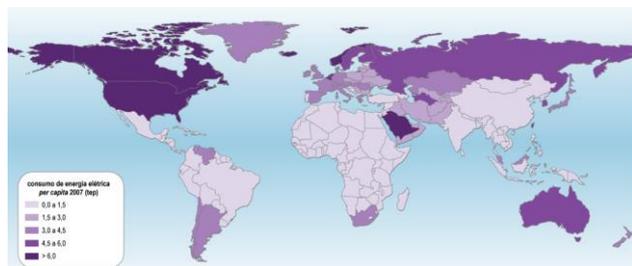


Fig. 1. Consumo de Energia Elétrica Mundial Per Capita em 2007. Fonte: ANEEL, 2008

<sup>1</sup> Países da OCDE: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Tcheca, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Japão, Coreia, Luxemburgo, México, Países Baixos, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, República Eslovaca, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos.

A forte disparidade entre os países neste consumo pode ser explicada pela estrutura econômica e social das nações. Na Alemanha e França o consumo de energia elétrica primária recuou 5,6% e 2,1%, respectivamente, entre 2006 e 2007. A Ásia Pacífica teve uma participação de 34,3% do total mundial e os Estados Unidos lideram o ranking como o maior consumidor respondendo por 21,3% do total mundial. O consumo nas Américas Central e do Sul revela-se de baixo a moderado (ANEEL, 2008).

Para Silva (2005), o setor energético nacional tem sofrido mudanças constantes e gerado elevado impacto para consumidores, indústrias e para as concessionárias de energia. Este cenário remete a necessidade da gestão, no setor energético, sob os aspectos econômico, ambiental, organizacional e tecnológicos.

Conforme Higgins *et al.* (2010), esta necessidade veio à tona devido a um conjunto de preocupações fundamentais:

1. Insegurança Energética: existe uma preocupação mundial quanto às fontes de energia renováveis (sua capacidade de suprimento) e à vulnerabilidade no fornecimento de energia elétrica.
2. Emissão de Gases e Efeito Estufa: estuda-se o aumento da substituição dos combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis. Entretanto, esta necessidade traz consigo a carência de novas tecnologias.
3. Competição Internacional: a preservação do meio ambiente depende diretamente da concorrência entre economias em desenvolvimento e mercados internacionais.
4. Mercado escasso (poucas concessionárias e geradoras): o pequeno mercado contribui para que a demanda seja elevada e por consequência os preços energéticos sejam elevados.
5. Desempenho dos prestadores de serviço (concessionárias): apesar de regulamentado (as

empresas deveriam se esforçar para atender as elevadas expectativas de desempenho com contenção de custos), o setor ainda possui monopólios.

Segundo Brand *et al.* (2004) e Petenel e Panazio (2012), as concessionárias de geração, distribuição e transmissão de fontes de energia, em geral, possuem equipamentos de diferentes gerações e distintos fabricantes, o que torna os sistemas de monitoramento, controle e gestão das plataformas automatizadas de subestações de energia elétrica, por exemplo, modelos de difícil comunicação. Nota-se que a grande maioria dos equipamentos possuem protocolos de comunicação muito particulares e com regras específicas.

Foi então em meados de 1990, nos Estados Unidos, que o projeto nomeado de *Utility Communications Architecture* (UCA) ganhou força no *Electric Power Research Institute* (EPRI). Esta pesquisa tinha como objetivo desenvolver um modelo de comunicação eficaz e comum a todos os fabricantes do setor energético. Paralelamente, um grupo de trabalho da *International Electrotechnical Commission* (IEC), conforme Gurjão *et al.* (2006), foi criado em 1995 para desenvolver uma padronização para os sistemas de comunicação em subestações. Percebendo que estavam trabalhando com um objetivo comum, os pesquisadores do EPRI e IEC reuniram esforços para desenvolver um padrão internacional conhecido como IEC 61850 *Communication Networks and Systems in Substation* ou *Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações*.

Atualmente, as concessionárias do setor energético realizam dentre muitas, as funções de gerador e consumidor das informações para o correto controle e manutenção dos equipamentos e sistemas de geração de energia. Entretanto, existem ainda diferenças marcantes entre os *Energy Management System* (EMS) ou sistemas de gerenciamento de energia e os *Substation Automation Systems* (SAS) ou sistemas de automação de subestações.

Segundo Kostic *et al.* (2003), embora trabalhem com os mesmos equipamentos físicos, eles operam em planos distintos no detalhamento das informações operadas, nos resultados de eficiência e desempenho e na responsabilidade dentro do controle de processos.

Objetivando aumentar a confiabilidade no controle desses processos, novos sistemas vêm sendo desenvolvidos. Os protocolos apontam ser mais restritivos (seletivos) e o número de informações enviadas das subestações aos centros de controle tendem a ser minimizadas.

Estudos da manutenção, conservação, monitoramento e diagnóstico da degradação e vida útil de equipamentos em concessionárias, como por exemplo, pesquisas com transformadores de potência, podem contribuir para uma reorganização dos sistemas utilizados em subestações de energia.

## II. GERENCIAMENTO DE ATIVOS

O mercado energético está cada vez mais competitivo, e as concessionárias objetivam promover seu crescimento combinando o aumento na geração (aliado a confiabilidade de

transmissão e reduzidos investimentos no setor), a racionalização dos custos de operação e a rentabilização dos ativos presentes nestas operadoras.

A Figura 2 ilustra um modelo de gerenciamento de ativos, proposto por Silva (2005) na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP.

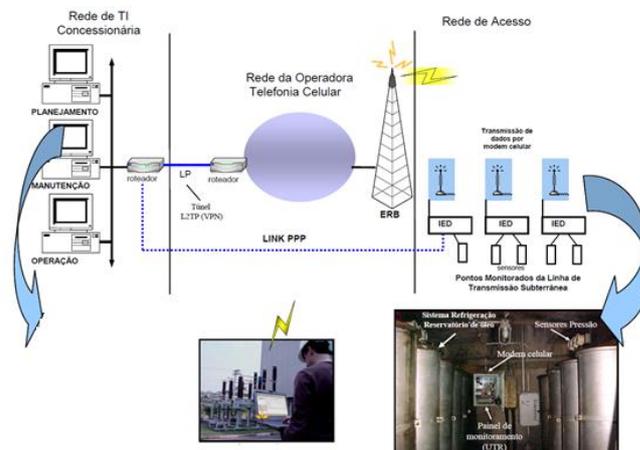


Fig. 2. Sistema de Gerenciamento de Ativos na CTEEP. Fonte: Silva, 2005 (modificado)

Este modelo contém funções de controle e segurança estrutural em uma linha de transmissão subterrânea, como por exemplo, sensores de alagamento no sistema subterrâneo, sensores de pressão, painel de monitoramento, sensores de bomba de água, e também funções de supervisão do funcionamento da linha (sensores de tensão e corrente, pressão do óleo e temperatura dos cabos).

O gerenciamento de ativos significa a garantia de maior disponibilidade de equipamentos, com redução na variabilidade no processo de gestão, redução nos custos de manutenção e por consequência um aumento no tempo de controle, maior qualidade no processo de produção e redução nas perdas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Desta forma foi inevitável para as empresas que almejavam ser competitivas, implementar soluções no gerenciamento de seus ativos. Entretanto, muitas operadoras do setor energético têm observado um acentuado envelhecimento de seus parques de equipamentos devido a necessidade de operação dos sistemas em condições críticas, o que por ocasião, acelera o seu envelhecimento adicional e provoca um encurtamento de sua vida útil.

As operadoras deste mercado vêm sofrendo com o elevado número de falhas em seus ativos (por exemplo, população de transformadores) e, portanto, são fundamentais as pesquisas de gestão da vida útil de equipamentos e técnicas de diagnóstico que permitam quantificar o estado de degradação destes equipamentos.

### III. TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Segundo Nynäs (2004), Silva (2005), Assunção (2007) e Segatto (2008), os transformadores de potência são equipamentos de elevado custo, requerem manutenção especial e são essenciais dentro dos sistemas elétricos de potência. Fazem parte do corpo de ativos estáticos dentro das concessionárias e tem como funcionalidade principal a transferência de energia elétrica de um circuito para outro, nutrindo a mesma frequência e variando normalmente os valores de corrente e tensão.

São partes importantes no estudo de transformadores de potência: o núcleo (1), os enrolamentos (2), o tanque principal (3), o reservatório de expansão de óleo (4), as buchas (5), o comutador sob carga (6), o acionamento do comutador (7), os radiadores (8), o painel de controle (9), o secador de ar (10) e os termômetros (11). A Figura 3 abaixo mostra os principais componentes de um transformador de potência.

A Figura 3 ilustra os componentes principais de um transformador de potência.



Fig. 3. Componentes de um Transformador de Potência. Fonte: Lorencini Brasil, Catálogo T.P.R.D., 1999

Harlow (2004), orienta que os transformadores de potência em geral variam de poucos a centenas de *Megavolt ampères* (MVAs), tendo elevado custo de implementação e se aproximando da casa de alguns milhões de dólares.

Em meados dos anos 70, algumas operadoras objetivando encontrar taxas de falhas e índices de desempenho em grandes transformadores, passaram a criar um banco de dados relatando as principais ocorrências em transformadores de potência. Entretanto foi na década de 80 com a publicação internacional do *Conseil International Des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ), que as investigações sobre a confiabilidade de transformadores tiveram um crescimento significativo (PENA, 2003 e LOPES, 2010).

Segundo Dietrich (1983), a publicação do CIGRÉ destacou-se por realizar a comparação em concessionárias de 14 países (Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Checa, Eslováquia, França, Finlândia, Itália, Japão, Suíça, Reino Unido, Estados Unidos e Rússia) e tornou-se referência

em nível mundial. Este trabalho contou com uma análise de mais de 1000 falhas entre os anos de 1968 e 1978 em uma população de mais de 47.000 unidades/anos estudando transformadores com idade inferior a 20 anos.

A Figura 4 ilustra um estudo da taxa de interrupções em 11.983 transformadores de potência em um período de 30 anos (1984 à 2014), na concessionária de energia elétrica CELG Distribuição no estado de Goiás/Brasil (MARQUES *et al.*, 2015).

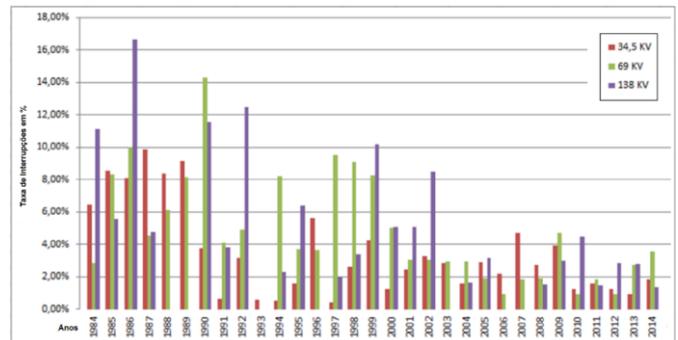


Fig. 4. Taxa de Interrupções em Transformadores. Fonte: Marques et. Al., 2015 (modificado)

O estudo revelou que o maior número de interrupções acontece nos transformadores de 34,5 kV, sendo sua população de transformadores em número de 7.503, contra 2.816 transformadores de 69 kV e 1.664 transformadores de 138 kV. Os fabricantes estimam uma vida útil de 30 anos para os transformadores, entretanto, a pesquisa ilustrou que há equipamentos com idade superior ao recomendado. A maior taxa de interrupção em transformadores de 34,5 kV aconteceu em 1987 com aproximadamente 10% de interrupções, para os transformadores de 69 kV a maior taxa aconteceu em 1990 com aproximadamente 14% e para os transformadores de 138 kV a maior taxa foi no ano de 1986 com aproximadamente 17% de interrupções.

Contudo, não há unanimidade quanto a modelos que sejam precisos no cálculo da vida útil restante de transformadores, já que sua sobrevida, está apoiada em um conjunto muito vasto de variáveis. Para Martins (2009), as concessionárias enfrentam um previsível aumento na taxa de falhas em muitos de seus ativos e uma população de transformadores de potência se aproxima de seu final de vida útil.

Desta forma, torna-se fundamental o estudo e investigação na gestão de sua vida útil. Em geral, as taxas são elevadas nos primeiros anos de serviço e no final do seu tempo de vida, e portanto, modelos baseados na análise de risco, podem apoiar uma substituição estratégica de transformadores, contribuindo para um aumento da confiabilidade global dos sistemas de energia.

### IV. GRANDEZAS QUE IMPACTAM NA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Para Mamede (1993), Virayavanich (1996), Milan (1998), Richardson (1998), Chu (1999), Brites (2002), GT A2.23 (2005), Silva (2005), Assunção (2007), Badune (2013) e GT

A2.05 (2013), como os transformadores são os dispositivos mais importantes e caros dentro de um sistema elétrico de potência, suas falhas inesperadas podem causar interrupções no fornecimento de energia elétrica e gerar uma consequente perda de confiabilidade junto a ANEEL e implicar no aumento de custos para as concessionárias e consumidores finais.

Diante deste cenário, o adequado funcionamento dos transformadores de potência é essencial para a operação dos sistemas elétricos, e portanto, muito têm-se pesquisado sobre as grandezas que impactam na sobrevida de transformadores de potência e na importância dessas grandezas para a modelagem de metodologias de predição da vida útil de transformadores.

O Quadro 1 ilustra um conjunto de resumos dos subsistemas e suas funções de monitoramento, o Quadro 2 ilustra os subsistemas e as principais grandezas monitoradas em transformadores de potência.

QUADRO 1. SUBSISTEMAS E FUNÇÕES DE MONITORAMENTO

Subsistemas	Funções de Monitoramento
Buchas	- Estado da Isolação das Buchas
Parte Ativa	- Envelhecimento da Isolação - Umidade na Isolação Sólida - Gás no Óleo - Previsão de Temperaturas - Previsibilidade Dinâmica de Carregamento - Simulações de Carregamento
Comutador sob Carga	- Supervisão Térmica - Desgaste do Contato - Assinatura do Mecanismo - Umidade e Temperatura no Óleo - Previsão de Manutenção do Comutador
Tanque de Óleo	- Umidade no Óleo
Sistema de Preservação do Óleo	- Integridade do Sistema de Preservação de Óleo
Sistema de Resfriamento	- Eficiência do Sistema de Resfriamento - Previsão de Manutenção do Sistema de Resfriamento

QUADRO 2. SUBSISTEMAS E FUNÇÕES DE MONITORAMENTO

Subsistemas	Grandezas Monitoradas
Buchas	- Capacitância ou Desvio Relativo de Capacitância - Tangente Delta
Parte Ativa	- Temperatura do Óleo - Temperatura dos Enrolamentos - Corrente nos Enrolamentos - Gás no Óleo
Tanque de Óleo	- Teor de Água no Óleo (ppm) - Saturação Relativa de Água no Óleo (%) - Saturação Relativa à Temp. Ambiente e de Referência - Ruptura da Bolsa do Tanque de Expansão
Comutador sob Carga	- Temperatura do Comutador - Corrente de Carga - Tensão de Linha - Posição de Tap - Monitoramento dos gases - Toque do Acionamento - Teor de Água no Óleo (ppm) - Saturação Relativa de Água no Óleo (%) - Saturação Relativa à Temp. Ambiente e de Referência
Sistema de Resfriamento	- Corrente de Ventiladores ou Bombas - Vibração de Bombas
Outros	- Temperatura Ambiente

A Tabela 1 ilustra um resumo dos componentes monitorados e os principais aspectos que causam as maiores taxas de falhas em transformadores de potência.

TABELA I. ASPECTOS QUE CAUSAM TAXAS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

Componentes Monitorados	Causas de Falhas	Falhas Detectadas	Acompanhamento
Enrolamentos	- Aumento de temperatura acima dos limites - Forças radiais e axiais - Descargas parciais - Curto circuito entre espirais, bobinas e enrolamentos	- Deslocamento do próprio enrolamento ou de suas espiras - Afrouxamento do enrolamento	- Inspeções visuais internas - Medida das variações dos parâmetros - Método da programação da onda - Análise em frequência - Medida da reatância - Medida das vibrações
Buchas	- Aumento de temperatura acima dos limites - Contaminação por umidade - Descargas parciais	- Envelhecimento do material das gaxetas - Formação de bolhas - Aquecimento em flanges metálicas	- Supervisão do nível de óleo - Inspeções visuais externas - Medições da tangente delta e capacitância - Análises do gás produzido
Chaves Comutadoras	- Falhas no dielétrico - Falta de alinhamento dos contatos - Mudança excessiva do tap	- Erosão dos contatos - Desgaste entre os contatos fixos e móveis	- Medição da corrente ou torque do motor do mecanismo - Temperatura dos fluidos - Supervisão vibro-acústica

É possível verificar nos Quadros 1 e 2, e na Tabela 1, que as buchas e comutadores sob carga são dispositivos com grande influência dentro da investigação do ciclo de vida útil em transformadores de potência.

A Tabela 1 cita, por exemplo, algumas causas de falhas em comutadores sob carga: falhas no dielétrico, falta de alinhamento em contatos e mudança excessiva do tap. Descreve também as falhas detectadas em inspeções monitoradas: erosão dos contatos, desgaste entre os contatos fixos e móveis. E relata as medidas de acompanhamento do dispositivo: medição da corrente ou torque do motor do mecanismo, temperatura dos fluidos e supervisão vibro-acústica do equipamento.

## V. CONCLUSÕES

Este trabalho ilustrou um cenário dos sistemas de geração, distribuição e transmissão de energia, discutindo as suas preocupações principais. Abordou e discutiu a normatização IEC 61850 e a sua importância na gestão de ativos. O trabalho

justificou o estudo de transformadores de potência, por meio de pesquisa das principais grandezas que impactam em sua vida útil.

O controle de ativos garante um acréscimo na disponibilidade de equipamentos e reduz a variabilidade em processos de gestão e custos com manutenções desnecessárias. Algumas consequências imediatas são o aumento no tempo de controle, maior qualidade no processo de produção e redução nas perdas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica.

## Referências

- [1] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª ed., Parte 1 (Energia no Brasil e no Mundo), cap. II, pág. 41, 2008.
- [2] ASSUNÇÃO, T. C. B. N. Contribution to modeling and Power Transformer Ageing Analysis. Doctoral Thesis, Graduate Program in Electrical Engineering, UFMG, 2007.
- [3] BRAND, K. P.; BRUNNER, C.; WIMMER, W. Design of IEC 61850 based substation automation systems According to customer requirements. CIGRE, Session B5-103, 2004.
- [4] BRITES, J. Automation System for Transformer Management Based on Reliability. Doctoral Thesis, Polytechnic School of USP, São Paulo, 2002.
- [5] CHU, D.; LUX, A. On-line Monitoring of Power Transformers and Components: A Review of Key Aspects. In Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference Proceedings, 26-28, oct. 1999.
- [6] DIETRICH, W. et al CIGRE Working Group 05. An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service. Journal Electra, n. 88, 1983.
- [7] GCOI-CDE Equipment and Installation Performance Fee. Technical Report: Statistical Analysis Transformers Performance 1996.
- [8] GT A2.23. Management Power Transformers Data History. Task force FT-01, Quantities List Monitored in Transformers - CIGRE Brazil, Rio de Janeiro, August 2005.
- [9] GT A2.05. Maintenance Guide for Power Transformers. CIGRE Brazil, Working Group A2.05, 2013.
- [10] GURJÃO, E. C.; CARMO, U. A.; SOUZA, B. A. Communication Standard aspects IEC 61850 BRAZILIAN SYMPOSIUM ON ELECTRICAL SYSTEMS, 2006.
- [11] HARLOW, J. H. Transformer Electric Power Engineering. CRC Press LLC, Florida, USA, 2004.
- [12] HIGGINS, N.; Vyatkin, V.; NAIR, N. K. C.; SCHWARZ, K. Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part C: Applications Reviews end 2010.
- [13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850-1 Communication Networks and Systems in Substations Part 1: Introduction and Overview. IEC, p. 36-38, 2003.
- [14] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850-6 Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs - Part 6, IEC, Tech. Rep. 2009.
- [15] KOSTIC; PREISS, O.; FREL, C. Towards the formal integration of two upcoming standards: IEC 61970 and 61850 Power Engineering, 2003 Large Engineering Systems Conference, p. 5-11, 2003.
- [16] LOPES, Y. SmartFlow: Autoconfigurável system to IEC 61850 Telecom networks with OpenFlow framework. Thesis, Universidade Federal Fluminense, UFF, 2013.
- [17] LOPES, J. I. Risk Management Methodology in Operation and Maintenance of Power Transformers. Masters dissertation. Graduate Program in Electrical Engineering, UFMG, 2010.
- [18] MAMEDE, J. Electrical Equipment Manual. Vol 2, Rio de Janeiro.: Scientific technical publisher Books Ltd, 1993.
- [19] MARQUES, A. P.; MOURA, N. K.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; BRITO, L. C.; GUIMARÃES, I. L. B.; SILVA, T. H. V.; RIBEIRO, C. J. Estudo sobre Transformadores de Potência: Parte I. 12º Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão – CONPEEX, UFG, Goiânia, 2015.
- [20] MARTINS, M. A. G. Management Life of Transformers. Science & Technology of Materials, vol. 21, no. 3/4, 2009.
- [21] MILAN, M. Transformer Maintenance Liquid Insulation. 5th ed. São Paulo: Editora Ltda Egar Blücher, 1998.
- [22] NYNAS, N. Transformer Oil Handbook. 1 d, Sweden.: Linderth in Vingaker, 223 p., 2004.
- [23] PENA, M. C. C. Failures in Power Transformer: A Contribution to analysis, definitions, causes and solutions. Masters dissertation. Federal University of Itajubá - UNIFEI 2003.
- [24] PETENEL, F.; PANAZIO, C., analysis of a Smart Grid network using the IEC 61850 standard and measurement data. Brazilian Telecommunications Symposium - SBrT'12, Brasília, DF, 2012.
- [25] RICHARDSON, B. Transformer Life Management, Bushings and Tapchangers. In: IEE Colloquium, oct. 1998.
- [26] SEGATTO, E. C.; COURY, D. V. Neural Networks Applied to Differential Relay for Power Transformers. Sba: Control & Automation, vol. 19, paragraph 1, Christmas, Mar. 2008.
- [27] SILVA, H. A. P. Power of Asset Management Using System Monitoring and Diagnostics. Master's thesis, Inter Program Graduate units in Energy, Polytechnic School of USP, 2005.
- [28] VIRAYAVANICH, S.; SEILER, A.; HAMMER, C.; WECK, KH Reliability of On-Load Tap Changers with Special Consideration Experience with Delta Connected Transformer Windings and Tropical Environmental Conditions. In: CIGRE Conference, 1996.
- [29] LORENCINI, BRASIL. Constructive characteristics of Power Transformers. Catalog Power Transformers and Reactors Shunt, 1999. Available at: <http://www.lorencinibrasil.com.br/blog/caracteristicas-constitutivas-dos-transformadores-de-potencia/>. Accessed: 20/07/2015.