



**XXII SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GTM/01  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - XIII**

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

**AValiação DO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E REATORES NO SISTEMA  
ELÉTRICO BRASILEIRO – RELATORIO DO GT A2-02**

**Gilson Machado Bastos**  
Furnas

**Marco Antonio Marin**  
Copel

**Helvio Azevedo Martins**  
Cepel

**Roberto Asano Jr.**  
ABB

**Representando o Grupo de Trabalho A2-02 do Cigré Brasil  
Avaliação do desempenho de transformadores e reatores no sistema brasileiro**

**RESUMO**

O desempenho dos transformadores e reatores de potência instalados no sistema brasileiro foi avaliado pelo Grupo de Trabalho GT A2-02 do Comitê de Estudos A2 do Cigré Brasil através da análise das informações sobre falhas e defeitos coletados junto as mais importantes concessionárias brasileiras. As taxas de falhas e defeitos dos equipamentos em relação a sua classe de tensão, tipo, função e idade são apresentadas e comparadas com estatísticas anteriores.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transformadores de Potência, Reatores, Taxa de Falhas, Defeitos, Cigré

**1. INTRODUÇÃO**

O Grupo de Trabalho GT A2-01 criado pelo Comitê de Estudos A2 do Cigré Brasil iniciou suas atividades em junho de 2007 com o objetivo de avaliar o desempenho dos transformadores e reatores instalados no sistema elétrico brasileiro.

Esta avaliação foi realizada em duas etapas. A primeira etapa consistiu na elaboração de um questionário sobre o desempenho de transformadores e reatores, que foi encaminhado às principais concessionárias instaladas no País.

A segunda etapa consistiu na compilação e análise estatística dos dados coletados através do questionário, calculando as taxas de falhas e defeitos, em relação a classe de tensão, tipo construtivo, função, idade, componentes dos equipamentos que são mais susceptíveis a falhas ou defeitos, suas causas e consequências

Foram estabelecidas as seguintes premissas e limites para a pesquisa:

- Transformadores elevadores, transformadores, autotransformadores e reatores, com tensões maiores ou iguais a 138 kV, isolados a óleo mineral ou vegetal e sem restrição ou limitação quanto a potência.
- Transformadores secos, para sistemas de HVDC e reatores a ar não foram considerados
- Equipamentos fabricados após 1980
- Equipamentos que sofreram falhas após 1997

Levantamento de dados de desempenho de transformadores não tem logrado êxito tanto no Brasil como no exterior, pelos motivos tão bem reportados por J Lapworth no trabalho publicado na Electra 227 [1]. Para minimizar as dificuldades o Grupo de Trabalho decidiu pelos seguintes procedimentos:

- Utilizar o mesmo critério e método da análise realizada pelo do Cigré em 1982 e publicado na revista ELECTRA nº88/1983 [2], que até hoje serve como referência.
- Elaborar um questionário com perguntas diretas e limitadas às informações necessárias ao cálculo da taxa de falhas
- Tratar todas as informações recebidas como sigilosas, com todas as referências diretas e indiretas dos dados coletados que poderiam permitir a identificação da sua origem não serão divulgadas.
- Efetuar um amplo trabalho de convencimento junto às empresas para a resposta ao questionário

Como resultado das ações acima, foram recebidas informações de 3581 transformadores, que representam parcela significativa da quantidade instalada no Brasil.

## 2. DEFINIÇÕES

Para permitir a análise comparativa dos resultados da avaliação atual com o resultado publicado pelo Cigré em 1983, foi decidido empregar a mesmas definições e métodos de cálculo utilizados naquela pesquisa. A terminologia e os termos foram objeto de discussões dentro do grupo, havendo a convergência pelo uso de termos consagrados em documentos internacionais do IEEE e Cigre.

2.1. A Taxa de Falhas é expressa pela seguinte formula:

$$\text{TAXA DE FALHAS} = 100 \times \frac{\sum_i n_i}{\sum_i N_i} [\% \text{ de falhas por ano}]$$

Onde,  $n_i$  = número de transformadores que falharam no ano  $i$   
 $N_i$  = número de transformadores em serviço no ano  $i$

- 2.2. **DEFEITO DE ALTA GRAVIDADE:** defeito que levaria o equipamento à falha em curto prazo se não fosse corrigido imediatamente (ação de urgência).
- 2.3. **FALHA:** término da condição (habilidade) ou a impossibilidade de uma unidade em desempenhar sua função requerida. O aparecimento de uma falha leva a unidade, invariavelmente, ao estado indisponível.

## 3. LEVANTAMENTO DOS DADOS - QUESTIONÁRIO

O questionário foi elaborado de forma a possibilitar as concessionárias rapidez e facilidade no preenchimento aos quesitos solicitados. Esta metodologia também possibilitou maior facilidade no tratamento dos dados obtidos das várias empresas.

O questionário foi encaminhado para as principais concessionárias transmissoras e geradoras de energia instaladas no Brasil. Doze empresas responderam ao questionário, que representam as mais importantes concessionárias instaladas no Brasil.

Foram recebidas informações de 3.581 transformadores e reatores que totalizaram 39.476 transformador- ano, durante o período considerado.

As Tabelas abaixo apresentam a população de equipamentos considerada na análise, relacionando a quantidade de transformadores e reatores à tensão do enrolamento de mais alta tensão, idade, função, tipo construtivo e a existência ou não de comutador em carga. Nenhuma distinção foi feita quanto a potência e número de fases dos transformadores e reatores.

TABELA 1 – Quantidade de equipamentos por tensão

Tensão	Quantidade				
	Transformador Elevador	Transformador de subestações	Autotransformador	Reator	Total
U ≥ 138 kV e < 230 kV	6	630	73	7	716
U ≥ 230 kV e < 345 kV	72	593	196	185	1046
U ≥ 345 kV e < 500 kV	55	302	183	100	640
U ≥ 500 kV e < 735 kV	167	113	285	515	1080
U ≥ 735 kV	-	-	45	54	99
Total	300	1638	782	861	3581

TABELA 2 - Quantidade de equipamentos por idade

	Quantidade				
Idade	Transformador Elevador	Transformador de subestações	Autotransformador	Reator	Total
0 a 5 anos	7	167	95	114	383
6 a 10 anos	35	148	110	193	486
11 ou mais anos	258	1323	577	554	2712
Total	300	1638	782	861	3581

TABELA 3 – Quantidade de equipamentos por tipo de comutação

	Quantidade				
Comutador	Transformador Elevador	Transformador de subestações	Autotransformador	Reator	Total
Sem OLTC	208	173	93	861	1335
Com OLTC	92	1465	689	-	2246
Total	300	1638	782	861	3581

TABELA 4 – Quantidade de equipamentos por tipo construtivo

	Quantidade				
Tipo construtivo	Transformador Elevador	Transformador de subestações	Autotransformador	Reator	Total
Core Type	293	1590	710	805	3398
Shell Type	7	48	72	56	183
Total	300	1638	782	861	3581

A Tabela 5 abaixo apresenta a quantidade de defeitos e falhas reportados pelas Concessionárias nos questionários, para o período considerado no levantamento de dados, ou seja eventos ocorridos entre 1997 e 2009.

TABELA 5 – Quantidade de falhas e defeitos

		2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Transformadores	Falhas + Defeitos	34	30	26	18	15	15	12	8	9	10	6	7	6
	Falhas	23	22	22	12	11	13	9	6	5	9	6	7	3
Reatores	Falhas + Defeitos	2	5	2	4	6	0	1	1	0	2	0	0	0
	Falhas	1	3	1	1	6	0	1	1	0	0	0	0	0

#### 4. ANÁLISE ESTATÍSTICA

As Concessionárias reportaram poucos eventos nos anos anteriores a 2004. Ao se comparar os dados informados no questionário com os apresentados nos relatórios publicados pelo GCOI [3] e pela Abrate [4], fica evidente a grande diferença entre a quantidade de eventos reportada nestes anos, o que levou o Grupo de Trabalho supor que em função do tempo, muitas informações foram perdidas.

Com o objetivo de evitar distorções nos resultados, o GT A2-02 decidiu limitar a análise aos eventos ocorridos entre 2004 e 2009.

Nenhuma consideração ou análise técnica ou qualitativa dos resultados foi feita pelo Grupo, limitando-se o trabalho a apresentar os resultados obtidos. Em função da pequena população de transformadores e reatores de classe de tensão 735 kV instalados no Brasil, a análise destes equipamentos foi feita em conjunto com os equipamentos da classe de tensão 500 kV.

#### 4.1. Taxa de falhas

Os dados recebidos foram tratados e compilados em um banco de dados para facilitar sua análise estatística.

As taxas de falhas foram calculadas para as diferentes populações em função da classe de tensão, função, idade e existência ou não de comutação sobre carga.

Na tabela 6 abaixo estão apresentadas as falhas por ano e as taxas de falhas para transformadores e reatores.

TABELA 6 – Número de Falhas e taxas de falhas para transformadores e reatores por ano

Ano	Transformadores					Reatores				
	Qtd unidades	Qtd Falhas e Defeitos	Taxa (%)	Qtd Falhas	Taxa (%)	Qtd unidades	Qtd Falhas e Defeitos	Taxa (%)	Qtd Falhas	Taxa (%)
2009	2720	34	1,2500	23	0,8456	861	2	0,2323	1	0,1161
2008	2667	30	1,1249	22	0,8249	839	5	0,5959	3	0,3576
2007	2611	26	0,9958	22	0,8426	815	2	0,2454	1	0,1227
2006	2558	18	0,7037	12	0,4691	794	4	0,5038	1	0,1259
2005	2502	15	0,5995	11	0,4396	770	6	0,7792	6	0,7792
2004	2451	15	0,6120	13	0,5304	747	-		-	

Nas tabelas abaixo são apresentadas as taxas de falhas e defeitos por classe de tensão, função do equipamento e idade no momento da falha.

A Tabela 7 apresenta a taxa de falhas para transformadores e reatores por classe de tensão

TABELA 7 – Taxa de falhas para transformadores e reatores por classe de tensão, total geral (%)

Transformadores com e sem OLTC									Reator	
Tensão	Transformador elevador		Transformador Subestação		Auto transformador		Total Transformador			
	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas
U ≥ 138 kV e < 230 kV	-	-	0,742	0,550	0,232	0,232	0,682	0,512	-	-
U ≥ 230 kV e < 345 kV	0,235	0,235	0,691	0,511	0,747	0,654	0,663	0,518	-	-
U ≥ 345 kV e < 500 kV	1,235	1,235	1,533	1,238	0,931	0,466	1,293	0,970	0,361	0,181
U ≥ 500 kV	0,904	0,703	1,513	0,908	1,041	0,767	1,091	0,775	0,544	0,352
Total	0,786	0,674	0,922	0,686	0,863	0,613	0,890	0,664	0,394	0,249

As tabelas 8 e 9 mostram as taxas de falhas evidenciando a influência da existência de comutadores em carga.

TABELA 8 – Taxa de falhas para transformadores e reatores por classe de tensão, equipamentos com OLTC (%)

Transformadores com OLTC								
Tensão	Transformador elevador		Transformador Subestação		Auto transformador		Total Transformador	
	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas
U ≥ 138 kV e < 230 kV	-	-	0,705	0,536	-	-	0,631	0,480
U ≥ 230 kV e < 345 kV	1,389	1,389	0,852	0,608	0,782	0,684	0,842	0,646
U ≥ 345 kV e < 500 kV	-	-	1,533	1,238	1,039	0,462	1,366	0,976
U ≥ 500 kV	-	-	1,372	0,858	0,770	0,706	0,766	0,613
Total	0,185	0,185	0,965	0,724	0,751	0,570	0,867	0,654

TABELA 9 – Taxa de falhas para transformadores e reatores por classe de tensão, equipamentos sem OLTC (%)

Transformadores sem OLTC									Reator	
Tensão	Transformador elevador		Transformador Subestação		Auto transformador		Total Transformador			
	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas
U ≥ 138 kV e < 230 kV	-	-	2,198	1,099	5,556	5,556	2,069	1,379	-	-
U ≥ 230 kV e < 345 kV	-	-	0,231	0,231	-	-	0,158	0,158	-	-
U ≥ 345 kV e < 500 kV	1,235	1,235	-	-	0,481	0,481	0,940	0,940	0,361	0,181
U ≥ 500 kV	1,705	1,326	2,564	1,282	2,622	1,124	2,062	1,260	0,544	0,352
Total	1,048	0,886	0,581	0,387	1,664	0,924	0,995	0,710	0,394	0,249

As tabelas 10 e 11 mostram a taxa de falhas em relação a idade dos equipamentos.

TABELA 10 – Taxa de falhas em relação a idade dos equipamentos (%)

Idade	Taxa de falhas e defeitos		Taxa de falhas	
	Transformador	Reator	Transformador	Reator
0 a 5 anos	2,615	2,035	2,366	1,453
6 a 10 anos	1,081	0,518	0,910	0,259
11 ou mais anos	0,757	0,181	0,525	0,120
Total	0,890	0,394	0,664	0,249

TABELA 11 – Taxa de falhas em relação a idade dos equipamentos e classe de tensão (%)

Idade	Transformador e Reator							
	U ≥ 138 kV e < 230 kV		U ≥ 230 kV e < 345 kV		U ≥ 345 kV e < 500 kV		U ≥ 500 kV	
	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas	Taxa Falhas e defeitos	Taxa de Falhas
0 a 5 anos	1,333	1,333	2,286	2,286	3,763	3,226	2,386	1,735
6 a 10 anos	0,298	0,298	0,551	0,413	1,026	0,769	1,093	0,820
11 anos ou mais	0,683	0,492	0,412	0,288	1,009	0,716	0,598	0,384
Total	0,675	0,507	0,540	0,422	1,151	0,850	0,832	0,575

#### 4.1.1. Análise das falhas

As Concessionárias foram também solicitadas a informarem os principais componentes envolvidos nas falhas, bem como a sua origem, a sua causa e consequências. Ressalta-se que os resultados quanto à origem e quanto a causa das falhas devem ser considerados com cautela pois representam, na maioria das vezes, o ponto de vista do usuário.

#### 4.1.2. Falha por origem, componente envolvido, causa e consequência

A Figura 1 abaixo apresenta o percentual das falhas por origem

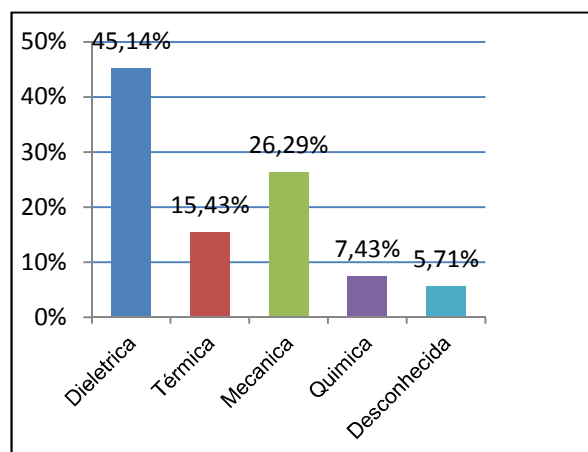


FIGURA 1 – Percentual de falhas por origem

A Figura 2 mostra o percentual das consequências das falhas reportadas.

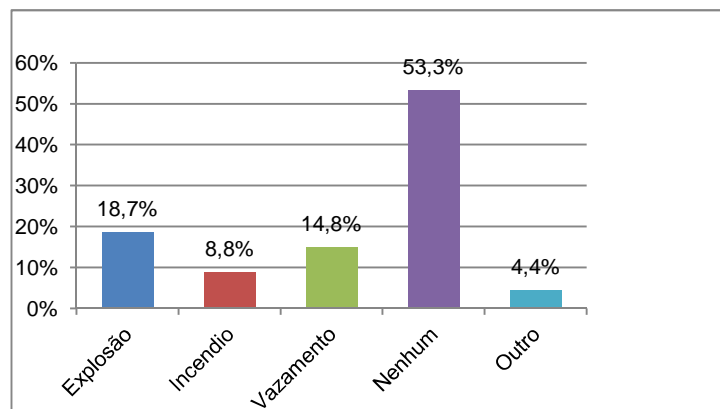


FIGURA 2 – Percentual das consequências das falhas reportadas.

As Figuras 3 e 4 mostram o percentual dos principais componentes envolvidos e das causas presumidas.

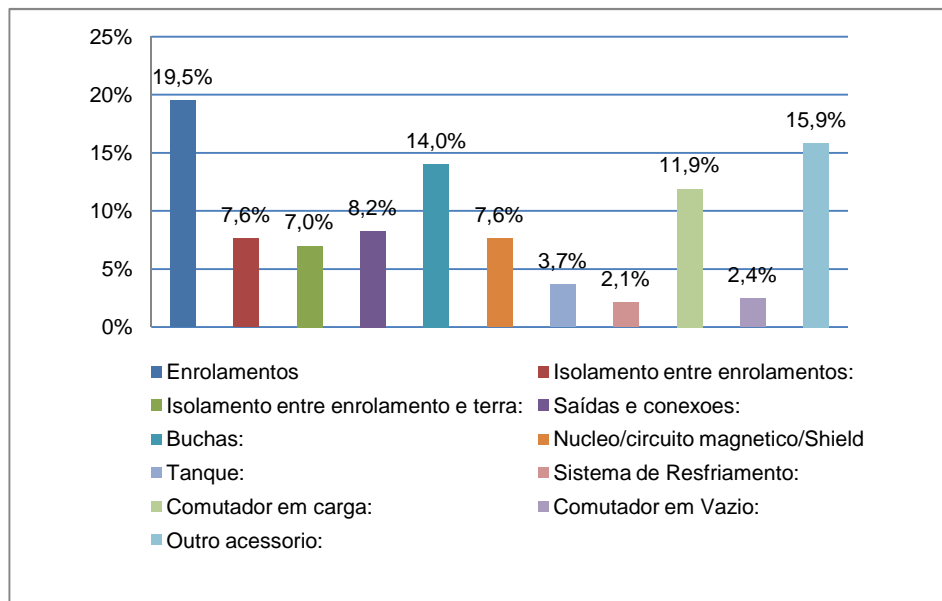


FIGURA 3 – Percentual das falhas entre os principais componentes do equipamento

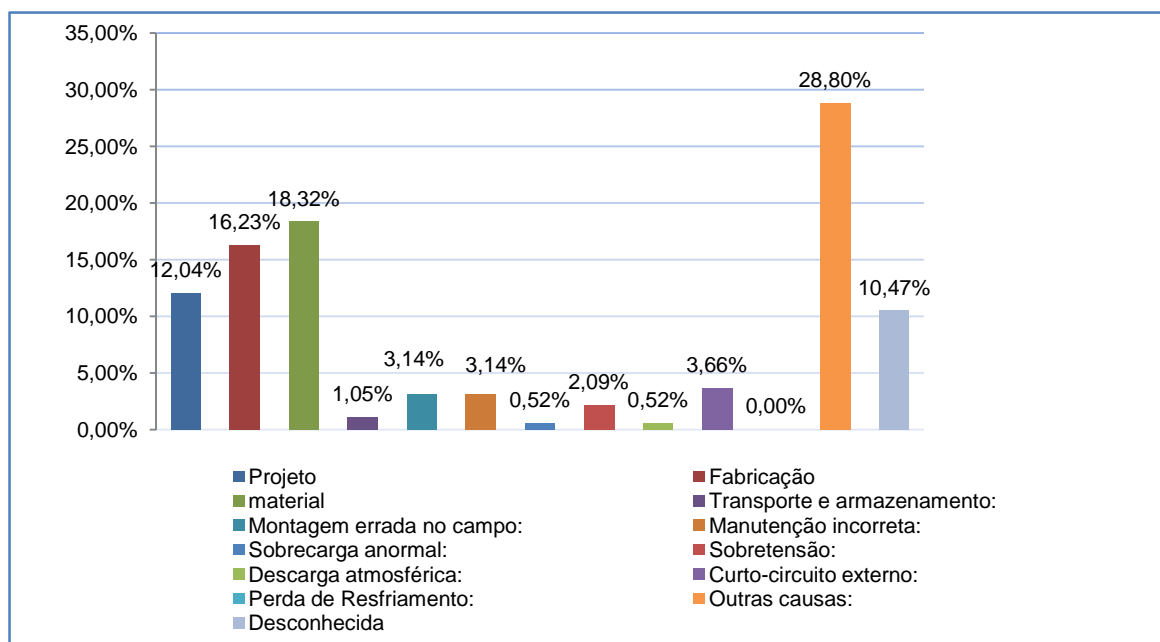


FIGURA 4 – Percentual das falhas entre as diferentes causas presumidas

## 5. COMPARAÇÃO ENTRE AS ESTATÍSTICAS

### 5.1. Comparação com o Cigré 1983

Na tabelas a seguir são apresentadas os resultados obtidos pelo Grupo de Trabalho e os publicados pelo Cigré em 1983[2], de modo a permitir a comparação das taxas de falhas calculadas.

As classes de tensão do trabalho do Cigré de 1983 foram adaptadas para fins de comparação com as classes de tensão usuais no sistema brasileiro e utilizadas no trabalho.

TABELA 12 – Comparação entre os resultados da pesquisa atual e dos publicados pelo Cigre em 1983

Tensão	Taxa de falhas e defeitos									
	Transformador elevador		Transformador Subestação		Autotransformador		Total Transformador		Reator	
	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982
$U \geq 138 \text{ kV e } < 230 \text{ kV}$	-	2,300	0,742	2,200	0,232	0,600	0,682	1,990	0,000	-
$U \geq 230 \text{ kV e } < 345 \text{ kV}$	0,235	2,300	0,691	2,200	0,747	0,600	0,663	1,990	0,000	-
$U \geq 345 \text{ kV e } < 500 \text{ kV}$	1,235	3,100	1,533	2,200	0,931	3,000	1,293	2,919	0,361	-
$U \geq 500 \text{ kV}$	0,904	3,100	1,513	2,200	1,041	3,000	1,091	2,919	0,544	-

TABELA 13 – Comparação entre os resultados da pesquisa atual e dos publicados pelo Cigre em 1983

Tensão	Taxa de falhas									
	Transformador elevador		Transformador Subestação		Autotransformador		Total Transformador		Reator	
	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982	FT A2-02	Cigre 1982
$U \geq 138 \text{ kV e } < 230 \text{ kV}$	-	2,300	0,550	2,200	0,232	0,600	0,512	1,990	-	-
$U \geq 230 \text{ kV e } < 345 \text{ kV}$	0,235	2,300	0,511	2,200	0,654	0,600	0,518	1,990	-	-
$U \geq 345 \text{ kV e } < 500 \text{ kV}$	1,235	3,100	1,238	2,200	0,466	3,000	0,970	2,919	0,181	-
$U \geq 500 \text{ kV}$	0,703	3,100	0,908	2,200	0,767	3,000	0,775	2,919	0,352	-

A comparação entre os resultados das taxas de falhas e defeitos obtidos pelo GT A2-02 com os do Cigré 1983, mostra que as taxas caíram significativamente.

## 6. CONCLUSÃO

São muitas as dificuldades para se realizar uma pesquisa relevante de falhas e defeitos de equipamentos, principalmente considerando o panorama cada vez mais competitivo. Todavia a colaboração de grandes empresas usuárias que forneceram seus dados estatísticos e uma organização independente como o CIGRE demonstram sua importância para o aperfeiçoamento do setor elétrico brasileiro.

Os resultados obtidos nesta pesquisa fornecem uma fotografia da situação atual de uma parcela relevante dos equipamentos atualmente instalados no Brasil e revela uma melhora significativa em relação a confiabilidade dos equipamentos que faziam parte do sistema elétrico 30 anos atrás. Os melhores resultados mostram a evolução técnica e fabril dos equipamentos bem como é uma consequência do constante aprimoramento das técnicas de diagnóstico e manutenção preventiva.

Um acompanhamento periódico e atualização desta estatística em intervalos regulares permitiriam uma melhor avaliação da qualidade dos equipamentos fabricados, bem como da confiabilidade geral do sistema elétrico.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] – LAPWORTH, J “Transformer Reliability Survey”, Electra 227

[2] DIETRICH, W. ET ALLI, “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service”, ELECTRA n°88/1983.

[3] GCOI/CDE – Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações, “Relatório Técnico: Análise Estatística de Desempenho de Transformadores”, 1994/1995/1996.

[4] ABRATE – Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica, “Análise Estatística de Desempenho de Transformadores”, Relatório Técnico RT.GTM.SGDE.003



## 8. DADOS BIOGRÁFICOS



Gilson Machado Bastos, nascido no Rio de Janeiro em 1954 é formado em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ em 1979. O Sr. Bastos é autor de diversos trabalhos técnicos sobre Subestações e Transformadores e HVDC. Atualmente é Gerente do Departamento de Estudos de Transmissão e Geração de Furnas Centrais Elétricas. Ele é membro do CIGRÉ e do comitê de estudos A2 no qual integrou diversos WGs. Ele é o representante do Brasil no WG A2.37 "Transformer Reliability Survey " e desde 2007 coordena o GT A2-02 do CIGRÉ Brasil, "Avaliação do desempenho de transformadores e reatores no sistema brasileiro".



Marco Antonio Marin nascido em São Paulo no ano de 1971, gradou-se em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em 2000, e recebeu o grau de mestre em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina no ano de 2004. O Sr. Marin atualmente trabalha como Engenheiro de Manutenção de Subestações da COPEL GeT desde 2004.



Helvio Jailson Azevedo Martins - Nascido em Nova Friburgo - RJ, em 1955. Graduado em Engenharia Elétrica (Sistemas de Potência) pela UFRJ, 1979, onde também obteve o grau de Mestrado em Engenharia Elétrica (Alta Tensão), 1987; e Doutorado em Engenharia Elétrica em 2007, desenvolvendo tese sobre monitoramento de deslocamentos geométricos de enrolamentos de transformadores de potência utilizando a resposta em frequência associada a algoritmos de inteligência artificial. Sua experiência profissional inclui a ex-PTEL-Projetos e Estudos de Engenharia, onde participou de estudos de planejamento da interligação do sistema elétrico brasileiro e projetos de subestações. No CEPEL desde 1985, atua no desenvolvimento de técnicas de ensaios aplicados na avaliação de equipamentos elétricos de AT. Atualmente desenvolve pesquisas relacionadas a métodos e técnicas para monitoramento, avaliação e diagnóstico de equipamentos elétricos. É autor de diversos trabalhos, nacionais e internacionais, participando ativamente de alguns grupos de trabalho do Cigré.



Roberto Asano Junior nascido em São Paulo no ano de 1975 graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 1998, e recebeu os títulos de especialista em Gestão e Engenharia de Produtos em 2007 pela USP e MBA em 2011 pela Universidade de Barcelona. O Sr. Asano desempenhou diferentes atividades relacionadas ao desenvolvimento de transformadores de potência incluindo experiência em diversas tecnologias. Desde 2008 lidera projetos globais de desenvolvimento de serviços para transformadores na ABB e é atualmente gerente deste centro de liderança tecnológica para o grupo. No Cigre, participou em diversos grupos de trabalho, é membro dos comitês de estudos D1 e A2, no qual coordenou as atividades do grupo de trabalho A2.01 "Aplicação de carga em transformadores" no período de 2007 a 2009.